

**Схема теплоснабжения
муниципального образования город Мурманск
с 2019 по 2039 годы**

Пояснительная записка



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А. Кикоть

«__» _____ 2020 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике

администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

«__» _____ 2020 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования город Мурманск
с 2019 по 2039 годы**

Пояснительная записка

г. Санкт-Петербург

2020 год



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

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

Оглавление

СОСТАВ ДОКУМЕНТА	4
Оглавление	3
Определения.....	9
Перечень принятых обозначений.....	11
ГЛАВА 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	13
1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды	13
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	27
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе ...	37
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 поселению, городскому округу, городу федерального значения.....	37
ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМощности ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМощности И ТЕПЛОМощности НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	39
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	39
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	42
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе	43
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах	

городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения	59
2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	61
ГЛАВА 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	63
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.....	63
3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения	80
ГЛАВА 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ.....	81
4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.....	81
4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.....	83
ГЛАВА 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	94
5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях муниципального образования, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии	94
5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	95
5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	116
5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	169
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.....	169
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	169
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	170
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.....	170
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей	170
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	171
ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	172
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).....	173
6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах муниципального образования, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку	176
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.....	185
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.....	186
6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей.....	196

6.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	196
6.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	198
6.8. Предложения по строительству и реконструкции и (или) модернизации насосных станций.....	208
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	214
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	214
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	221
ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	222
8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе.....	222
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	235
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	236
8.4. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	243
8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа	243
ГЛАВА 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ.....	244

9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе	244
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	256
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.....	265
9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	265
9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям.....	265
9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации	267
ГЛАВА 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ).....	268
10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)	268
10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)	272
10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации	273
10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	280
10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения.....	280
ГЛАВА 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	282
ГЛАВА 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	283
ГЛАВА 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ.....	284

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	284
13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	284
13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	285
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	285
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	286
13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения	286
13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	286
ГЛАВА 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	287
ГЛАВА 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	316

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)
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
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

Термины	Определения
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

Перечень принятых обозначений

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

№ п/п	Сокращение	Пояснение
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

ГЛАВА 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

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 28 кв. м на человека. Причем, согласно Генеральному плану средняя жилищная обеспеченность населения общей площадью жилья в размере 23,3 кв. м на человека сложится уже к 2029 году, когда общий объем жилищного фонда составит 7240,4 тыс. кв. м общей площади при численности населения 299,9 тыс. человек. Прирост средней жилищной обеспеченности за расчетный период действия Генерального плана должен составить 4,2 кв. м на человека или 17,7 %.

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

Зона застройки многоэтажными жилыми домами

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

Зона застройки среднеэтажными жилыми домами

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

Зона застройки малоэтажными жилыми домами

- район Росляково.

Зона застройки индивидуальными жилыми домами

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

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

Таблица 1 – Прогноз приростов площади строительных фондов

Перспективные объекты	Ед. изм.	Суммарная площадь	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Октябрьский округ													
Многоэтажная жилая застройка по ул.Буркова	кв.м	4400,0				4400							
Кинотеатр "Родина", ул. Ленинградская, 26	кв.м	3250,0			3250								
ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	кв.м	35721,0			35721								
"Реконструкция незавершенного строительством здания со строительством пристройки для размещения Мурманского областного суда" ул.Полярные Зори, д.15	кв.м	5418,0			5418								
Школа в районе улиц Скальная – Маклакова	кв.м	8641,5			8641,5								
Система вентиляции Гимназии № 1, пр.Связи, 30	кв.м	0,0											
Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка	кв.м	60000,0					60000						
Многоэтажная жилая застройка по ул.Папанина (ООО «Мурманский складской терминал»)	кв.м	13419,4						13419,35					
Многоэтажная жилая застройка по ул. Челюскинцев (собственность МО г.Мурманск)	кв.м	4600,0						4600					
Многоэтажная жилая застройка по ул. Старостина (ООО «Берелех»)	кв.м	8450,0						8450					
Многоэтажная жилая застройка по проезду Сосновый	кв.м	73650,0						73650					

Перспективные объекты	Ед. изм.	Суммарная площадь	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Многоэтажная жилая застройка по ул. Полярные Зори (ГУ «УКС СФ»)	кв.м	4600,0		4600									
Драмтеатр, Ленина, 49	кв.м	2122,6		2122,62									
Кольский (12-14), в р-не дома № 10	кв.м	8295,0	8295,0										
Итого по Октябрьскому округу		232567,5	8295,0	6722,6	53030,5	4400,0	60000,0	100119,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Первомайский округ													
Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе	кв.м	8786,2			8786,2								
Многоэтажная жилая застройка по ул.Фрунзе	кв.м	1633,3				1633,3							
МКД ул. Горького, д. 2/12	кв.м	1600,0			1600,0								
Малозэтажная жилая застройка по пр. Кирова (в районе дома № 23 корп. 2) (ООО «Мурманстрой»)	кв.м	2000,0			2000,0								
Финансовая организация с розничной торговлей пр-кт Кольский, в р-не д. 82-84	кв.м	150,5		150,5									
Объект спортивного назначения ул. Копытова, д. 36	кв.м	2992,5		2992,5									
пр.Кольский, 158 Многофункциональный комплекс "Северное нагорное" (3 очередь)	кв.м	21000,0			21000,0								
Спартака, 11	кв.м	285,0			285,0								
Кольский, 172а	кв.м	2032,0			2032,0								
Пограничное управление ФСБ ул. Зои Космодемьянской	кв.м	14813,3		6666,7	8146,7								

Перспективные объекты	Ед. изм.	Суммарная площадь	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	кв.м	1300,0				1300,0							
«Детский сад на 80 мест в районе дома № 44 по улице Капитана Орликовой в городе Мурманске»	кв.м	1700,1				1700,1							
Комплексная жилая застройка в р-не ул.Бондарная	кв.м	9296,0								9296			
«Строительство детского сада на 190 мест в районе домов № 31, 32 по улице Достоевского в городе Мурманске»	кв.м	5560,3					5560,29						
Многоэтажная жилая застройка пр-кт Кольский (дом № 19) (Свиридова Ольга Александровна)	кв.м	4600,0			4600,0								
Среднеэтажная жилая застройка по ул.Котовского (Базанов Юрий Юрьевич)	кв.м	933,3				933,3							
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	кв.м	3450,0			3450,0								
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ООО «Зенит»)	кв.м	1550,0			1550,0								
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ОАО «Мурманск-промстрой»)	кв.м	3800,0			3800,0								
Среднеэтажная жилая застройка, проезд Лыжный (Базанов Юрий Юрьевич)	кв.м	3850,0				3850,0							

Перспективные объекты	Ед. изм.	Суммарная площадь	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Малоэтажная жилая застройка по ул. Фадеев Ручей (ООО «Старвэй»)	кв.м	1066,7		1066,7									
Итого по Первомайскому округу	кв.м	92399,2	0,0	10876,4	57249,9	9416,7	5560,3	0,0	0,0	9296,0	0,0	0,0	0,0
Ленинский округ													
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	кв.м	2100,0				2100,0							
Многоэтажная жилая застройка по ул. Успенского (ООО «Мурманский складской терминал»)	кв.м	19200,0				19200,0							
Многоэтажная жилая застройка по ул. Мурманская (Булдаков Валерий Николаевич)	кв.м	4600,0			4600,0								
Многоэтажная жилая застройка по ул. Садовая (Булдаков Валерий Николаевич)	кв.м	9200,0				9200,0							
Многоэтажная жилая застройка по ул. Бредова (ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007)	кв.м	4600,0					4600,0						
Многоэтажная жилая застройка по ул. Дежнева (ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007)	кв.м	4600,0					4600,0						
Реконструкция (надстройка 1 этажа) многоквартирных жилых домов №1, № 2 по ул. Молодежной; магазин	кв.м	1213,3		1213,3									
Итого по Ленинскому округу	кв.м	45513,3	0,0	1213,3	4600,0	30500,0	9200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 2 – Изменение площади строительных фондов накопительным итогом

Наименование показателей	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Ленинский округ	кв.м	0	1213,3	5813,3	36313,3	45513,3	45513,3	45513,3	45513,3	45513,3	45513,3	45513,3
Многоэтажный жилищный фонд			1213,3	5813,3	34213,3	43413,3	43413,3	43413,3	43413,3	43413,3	43413,3	43413,3
Средне- и малоэтажный жилищный фонд		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общественно-деловая застройка		0	0	0	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100
Октябрьский округ	кв.м	8295	15017,62	68048,12	72448,12	132448,1	232567,47	232567,5	232567,5	232567,5	232567,5	232567,5
Многоэтажный жилищный фонд		8295	12895	12895	17295	77295	177414,35	177414,35	177414,35	177414,35	177414,35	177414,35
Средне- и малоэтажный жилищный фонд		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
общественно-деловая застройка		0	2122,6	55153,1	55153,1	55153,1	55153,1	55153,1	55153,1	55153,1	55153,1	55153,1
Первомайский округ	кв.м	0,0	10876,4	68126,3	77543,0	83103,3	83103,3	83103,3	92399,3	92399,3	92399,3	92399,3
Многоэтажный жилищный фонд		0	0	17317	18950,3	18950,3	18950,3	18950,3	28246,3	28246,3	28246,3	28246,3
Средне- и малоэтажный жилищный фонд		0	1066,7	3066,7	7850	7850	7850	7850	7850	7850	7850	7850
общественно-деловая застройка		0	9809,7	47742,6	50742,7	56302,99	56302,99	56302,99	56302,99	56302,99	56302,99	56302,99
Всего	кв.м	8295,0	27107,3	141987,7	186304,4	261064,7	361184,1	361184,1	370480,1	370480,1	370480,1	370480,1

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

Наименование показателей	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Ленинский округ	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Октябрьский округ	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Первомайский округ	кв.м	6330,0	0,0									
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.		6330,0										
МЖД, ул. Фрунзе, д. 8		720										
МЖД, ул. Фрунзе, д. 12		1200										
МЖД, ул. Фрунзе, д. 14а		840										
МЖД, ул. Горького д. 8		840										
МЖД, ул. Фрунзе, д. 4		840										
МЖД, ул. Фрунзе, д. 3/10		840										
МЖД, ул. Советская, д. 9		1050										
Всего*	кв.м	6330,0	0,0									

*в соответствии с положениями Градостроительного кодекса РФ, снос объектов капитального строительства носит уведомительный характер. В настоящее время, в Комитете отсутствует перечень объектов, подключенных к теплоснабжению и планируемых к выводу из эксплуатации. При последующих актуализациях, перечень объектов, подлежащих к выводу из эксплуатации, будет корректироваться.

Таблица 4 – Общее (с учетом вывода из эксплуатации) изменение строительных фондов в период до 2039 года

Наименование показателей	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Ленинский округ	кв.м	0	1213,3	5813,3	36313,3	45513,3						
Октябрьский округ	кв.м	8295,0	15017,6	68048,1	72448,1	132448,1	232567,5	232567,5	232567,5	232567,5	232567,5	232567,5
Первомайский округ	кв.м	-6330	4546,4	61796,3	71213,0	76773,3	76773,3	76773,3	86069,3	86069,3	86069,3	86069,3
Всего	кв.м	1965	20777,3	135657,7	179974,4	254734,7	354854,1	354854,1	364150,1	364150,1	364150,1	364150,1

В таблице 5 представлен прирост площадей жилой застройки на расчетный период разработки 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.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Мурманская ТЭЦ	Ленинский	кв.м	0,0	0,0	0,0	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	3250	7650	7650	7650	7650	7650	7650	7650	7650
	Первомайский	кв.м	0,0	0,0	12386,20	14019,53	14019,53	14019,53	14019,53	14019,53	14019,53	14019,53	14019,53
Восточная котельная	Ленинский	кв.м											
	Октябрьский	кв.м	0,0	4600,0	54380,5	57003,1	117003,1	217122,5	217122,5	217122,5	217122,5	217122,5	217122,5
	Первомайский	кв.м											
Южная котельная	Ленинский	кв.м											
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	8295,0	8295,0	8295,0	8295,0	8295,0	8295,0	8295,0	8295,0	8295,0
	Первомайский	кв.м	0,0	10876,33	57440,1	63523,4	69083,7	69083,7	69083,7	78379,7	78379,7	78379,7	78379,7
Котельная "Северная"	Ленинский	кв.м	0,0	0,0	4600,0	33000,00	42200,00	42200,00	42200,00	42200,00	42200,00	42200,00	42200,00
	Октябрьский	кв.м											
	Первомайский	кв.м											
Котельная ТЦ «Росляково -1»	Ленинский	кв.м	0,0	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,333
	Октябрьский	кв.м											
	Первомайский	кв.м											

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

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

№ п/п	Вид застройки	Наименование объекта, адрес	Площадь застройки, м ²	Подключение к системе теплоснабжения
1	Индивидуальные жилые дома	Ул. Героев Рыбачьего	4 320	Обеспечение тепловой энергией: индивидуальная, автономная; основное топливо: СУГ, электроэнергия
2	89 индивидуальных жилых домов	Ул. Скальная Октябрьского	16 020	Обеспечение тепловой энергией: индивидуальная, автономная; основное топливо: СУГ, электроэнергия
3	80 участков индивидуального жилищного строительства; детский сад на 80 мест; объекты культурно – бытового обслуживания	51:20:0001317 пересечения съезда на проспект Кольский в районе ул. Шевченко и автодороги М-18 «Кола»	12 000	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
4	32 участка индивидуального жилищного строительства	Р-н пос. Абрам-Мыс, между ул. Лесной и ул. Судоремонтной	4 800	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять децентрализованно от автономных теплогенераторов, работающих на газовом топливе. Горячее водоснабжение предлагается осуществлять от газовых водонагревателей
5	126 участков индивидуального жилищного строительства; детский сад на 110 мест; магазин	№ 51:20:0001300 и 51:20:0001301 р-н горы Горелой	18 900	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
6	136 индивидуальных жилых домов, детский сад на 120 мест; общеобразовательная школа на 280 мест; объекты культурно-бытового обслуживания; бассейн	51:20:0001318 ул. Шевченко и автодорога Р-21 «Кола» Санкт-Петербург - Петрозаводск - Мурманск - Печенга	20 400	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
7	30 участков индивидуального жилищного строительства; детский сад на 25 мест	Р-н ул. Зеленой	4 500	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла - индивидуальных газовых котлов. Горячее водоснабжение предлагается осуществлять от газовых водонагревателей.
8	Индивидуальная жилая застройка; детский сад на 70 мест; начальная школа на 75 мест; внешкольное учреждение на 10 мест	Р-н ул. Лесной	21 400	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла

№ п/п	Вид застройки	Наименование объекта, адрес	Площадь застройки, м ²	Подключение к системе теплоснабжения
9	48 участков индивидуального жилищного строительства	Пересечение ул. Гарнизонной и автодороги Р-21 «Кола» Санкт-Петербург - Петрозаводск – Мурманск – Печенга	7 100	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла - индивидуальных электрических котлов
10	54 жилых индивидуальных дома; детское учреждение дошкольного образования на 70 мест; общеобразовательная школа на 110 мест; магазин	Территория, расположенная восточнее проезда Ледокольного, с западной стороны автодороги Р-21 «Кола» Санкт-Петербург - Петрозаводск - Мурманск - Печенга	8 014	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
11	67 индивидуальных жилых домов; общеобразовательное учреждение на 280 мест; дошкольное учреждение на 110 мест	Р-н проезда Молодежного	13 257	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
12	15 индивидуальных жилых домов	Р-н ул. Бредова в жилом районе Росляково	2 250	Проектом рассмотрено 2 варианта: 1) отопление объектов капитального строительства газом (от вновь построенных резервуарных установок сжиженного углеводородного газа); 2) отопление объектов капитального строительства электричеством (от электрических котлов отопления)
14	21 индивидуальных жилых домов	51:20:000240 403 микрорайону многоэтажной жилой застройки и расположена восточнее жилых домов №№ 11а, 13а, 15а по ул. Скальная	3150	Для обеспечения тепловой энергией потребителей индивидуальных жилых домов и объекте общественного назначения предлагается использование электроэнергии
15	10 индивидуальных жилых домов	51:20:0001007:11 на склоне сопки восточнее многоэтажных многоквартирных домов по проезду Молодежному	1500	Для обеспечения тепловой энергией потребителей индивидуальных жилых домов предлагается использование электроэнергии

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

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

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

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

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

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

Таблица 7 – Приросты тепловых нагрузок г. Мурманска, Гкал/ч

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Мурманская ТЭЦ													
Мурманская ТЭЦ, всего	Отопление/вентиляция	3,379		0,425	1,6	1,325							
	ГВС	0,822		0,0	0,5	0,284							
	Всего	4,201		0,425	2,167	1,609							
в том числе:													
Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе	Отопление/вентиляция	0,439			0,439								
	ГВС	0,375			0,375								
	Всего	0,814			0,814								
Кинотеатр "Родина", ул. Ленинградская, 26	Отопление/вентиляция	0,650			0,650								
	ГВС	0											
	Всего	0,650			0,650								
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	Отопление/вентиляция	0,42				0,420							
	ГВС	0,18				0,180							
	Всего	0,600				0,6							
Многоэтажная жилая застройка по ул.Буркова	Отопление/вентиляция	0,66				0,660							
	ГВС	0,076				0,076							
	Всего	0,736				0,736							
Многоэтажная жилая застройка по ул.Фрунзе	Отопление/вентиляция	0,245				0,245							
	ГВС	0,028				0,028							
	Всего	0,273				0,273							
МКД ул. Горького, д. 2/12	Отопление/вентиляция	0,24			0,240								
	ГВС	0,160			0,160								
	Всего	0,400			0,400								
Драмтеатр, Ленина, 49	Отопление/вентиляция	0,425		0,425									
	ГВС	0											

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
	Всего	0,425		0,425									
Малозэтажная жилая застройка по пр. Кирова (в районе дома № 23 корп. 2) (ООО «Мурманстрой»)	Отопление/ вентиляция	0,3			0,300								
	ГВС	0,003			0,003								
	Всего	0,303			0,303								
Восточная котельная													
Восточная котельная, всего	Отопление/ вентиляция	37,589		0,690	5,105		12,0	19,794					
	ГВС	12,843		0,079	2,943		8,0	1,821					
	Всего	50,456		0,769	8,048		20,0	21,615					
в том числе													
ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	Отопление/ вентиляция	2,3814			2,381								
	ГВС	1,0206			1,021								
	Всего	3,402			3,402								
"Реконструкция незавершенного строительством здания со строительством пристройки для размещения Мурманского областного суда" ул.Полярные Зори, д.15	Отопление/ вентиляция	0,361			0,361								
	ГВС	0,155			0,155								
	Всего	0,516			0,516								
Школа в районе улиц Скальная – Маклакова	Отопление/ вентиляция	1,728			1,728								
	ГВС	1,768			1,768								
	Всего	3,496			3,496								
Система вентиляции Гимназии № 1, Связи, 30	Отопление/ вентиляция	0,634			0,634								
	ГВС	0,0											
	Всего	0,634			0,634								
Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка	Отопление/ вентиляция	12,0					12,0						
	ГВС	8,0					8,0						
	Всего	20,0					20,0						
Многэтажная жилая застройка	Отопление/	2,684						2,68					

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
по ул.Папанина (ООО «Мурманский складской терминал»)	вентиляция												
	ГВС	0,303						0,30					
	Всего	2,987						2,99					
Многоэтажная жилая застройка по ул. Челюскинцев (собственность МО г.Мурманск)	Отопление/вентиляция	0,690						0,69					
	ГВС	0,079						0,08					
	Всего	0,769						0,77					
Многоэтажная жилая застройка по ул. Старостина (ООО «Берелех»)	Отопление/вентиляция	1,690						1,69					
	ГВС	0,207						0,21					
	Всего	1,897						1,90					
Многоэтажная жилая застройка по проезду Сосновый	Отопление/вентиляция	14,730						14,73					
	ГВС	1,232						1,23					
	Всего	15,962						15,96					
Многоэтажная жилая застройка по ул. Полярные Зори (ГУ «УКС СФ»)	Отопление/вентиляция	0,690		0,69									
	ГВС	0,079		0,08									
	Всего	0,769		0,77									
Южная котельная													
Южная котельная, всего	Отопление/вентиляция	14,596	1,659	1,789	8,044	1,340	0,371			1,394			
	ГВС	6,386	0,835	0,288	2,970	1,218	0,145			0,930			
	Всего	20,982	2,494	2,077	11,014	2,558	0,516			2,324			
в том числе:													
Финансовая организация с розничной торговлей пр-кт Кольский, в р-не д. 82-84	Отопление/вентиляция	0,030		0,030									
	ГВС	0,013		0,013									
	Всего	0,043		0,043									
Объект спортивного назначения ул. Копытова, д. 36	Отопление/вентиляция	0,599		0,599									
	ГВС	0,257		0,257									
	Всего	0,855		0,855									
пр.Кольский, 158	Отопление/	4,200			4,200								

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Многофункциональный комплекс "Северное нагорное" (3 очередь)	вентиляция												
	ГВС	1,800			1,800								
	Всего	6,000			6,000								
Спартака, 11	Отопление/вентиляция	0,057			0,057								
	ГВС	0,038			0,038								
	Всего	0,095			0,095								
Кольский (12-14), в р-не дома № 10	Отопление/вентиляция	1,659	1,659										
	ГВС	0,835	0,835										
	Всего	2,494	2,494										
Кольский, 172а	Отопление/вентиляция	0,305			0,305								
	ГВС	0,203			0,203								
	Всего	0,508			0,508								
Пограничное управление ФСБ ул. Зои Космодемьянской	Отопление/вентиляция	2,222		1,000	1,222								
	ГВС	0,647			0,647								
	Всего	2,869		1,000	1,869								
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	Отопление/вентиляция	0,260				0,260							
	ГВС	1,040				1,040							
	Всего	1,300				1,300							
«Детский сад на 80 мест в районе дома № 44 по улице Капитана Орликовой в городе Мурманске»	Отопление/вентиляция	0,170				0,170							
	ГВС	0,067				0,067							
	Всего	0,237				0,237							
Комплексная жилая застройка в р-не ул.Бондарная	Отопление/вентиляция	1,394								1,394			
	ГВС	0,930								0,930			
	Всего	2,324								2,324			

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
«Строительство детского сада на 190 мест в районе домов № 31, 32 по улице Достоевского в городе Мурманске»	Отопление/вентиляция	0,371					0,371						
	ГВС	0,145					0,145						
	Всего	0,516					0,516						
Многоэтажная жилая застройка пр-кт Кольский (дом № 19) (Свиридова Ольга Александровна)	Отопление/вентиляция	0,690			0,690								
	ГВС	0,079			0,079								
	Всего	0,769			0,769								
Среднеэтажная жилая застройка по ул.Котовского (Базанов Юрий Юрьевич)	Отопление/вентиляция	0,140				0,140							
	ГВС	0,014				0,014							
	Всего	0,154				0,154							
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	Отопление/вентиляция	0,690			0,690								
	ГВС	0,079			0,079								
	Всего	0,769			0,769								
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ООО «Зенит»)	Отопление/вентиляция	0,310			0,310								
	ГВС	0,035			0,035								
	Всего	0,345			0,345								
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ОАО «Мурманск-промстрой»)	Отопление/вентиляция	0,570			0,570								
	ГВС	0,088			0,088								
	Всего	0,658			0,658								
Среднеэтажная жилая застройка, проезд Лыжный (Базанов Юрий Юрьевич)	Отопление/вентиляция	0,770				0,770							
	ГВС	0,097				0,097							

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
	Всего	0,867				0,867							
Малозэтажная жилая застройка по ул. Фадеев Ручей (ООО «Старвэй»)	Отопление/ вентиляция	0,160		0,160									
	ГВС	0,019		0,019									
	Всего	0,179		0,179									
Котельная «Северная»													
Котельная «Северная», всего	Отопление/ вентиляция	7,29			0,69	5,22	1,38						
	ГВС	0,71			0,08	0,48	0,16						
	Всего	8,00			0,77	5,70	1,54						
в том числе:													
Многоэтажная жилая застройка по ул. Успенского (ООО «Мурманский складской терминал»)	Отопление/ вентиляция	3,84				3,84							
	ГВС	0,32				0,32							
	Всего	4,16				4,16							
Многоэтажная жилая застройка по ул. Мурманская (Булдаков Валерий Николаевич)	Отопление/ вентиляция	0,69			0,69								
	ГВС	0,08			0,08								
	Всего	0,77			0,77								
Многоэтажная жилая застройка по ул. Садовая (Булдаков Валерий Николаевич)	Отопление/ вентиляция	1,38				1,38							
	ГВС	0,16				0,16							
	Всего	1,54				1,54							
Многоэтажная жилая застройка по ул. Бредова (ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007))	Отопление/ вентиляция	0,69					0,69						
	ГВС	0,08					0,08						

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

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

Источник	Ед.изм.	Вид тепловой нагрузки	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Мурманская ТЭЦ	Гкал/час	ОВ	0	0,425	2,054	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379
	Гкал/час	ГВС	0	0,0	0,538	0,822	0,822	0,822	0,822	0,822	0,822	0,822	0,822
	Гкал/час	Всего	0	0,425	2,592	4,201	4,201	4,201	4,201	4,201	4,201	4,201	4,201
Восточная котельная	Гкал/час	ОВ	0	0,690	5,795	5,795	17,795	37,589	37,589	37,589	37,589	37,589	37,589
	Гкал/час	ГВС	0	0,079	3,022	3,022	11,022	12,843	12,843	12,843	12,843	12,843	12,843
	Гкал/час	Всего	0	0,769	8,817	8,817	28,817	50,432	50,432	50,432	50,432	50,432	50,432
Южная котельная	Гкал/час	ОВ	1,659	3,448	11,491	12,831	13,202	13,202	13,202	14,596	14,596	14,596	14,596
	Гкал/час	ГВС	0,835	1,123	4,093	5,311	5,456	5,456	5,456	6,386	6,386	6,386	6,386
	Гкал/час	Всего	2,494	4,571	15,585	18,142	18,658	18,658	18,658	20,982	20,982	20,982	20,982
Котельная «Северная»	Гкал/час	ОВ	0	0,00	0,690	5,910	7,290	7,290	7,290	7,290	7,290	7,290	7,290
	Гкал/час	ГВС	0	0,00	0,079	0,556	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715
	Гкал/час	Всего	0	0,00	0,769	6,466	8,005	8,005	8,005	8,005	8,005	8,005	8,005
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Гкал/час	ОВ	0	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182
	Гкал/час	ГВС	0	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
	Гкал/час	Всего	0	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320

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

Источник	Ед. изм.	Вид тепловой нагрузки	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Мурманская ТЭЦ	т/час	ОВ	0,0	6,065	29,340	48,269	48,269	48,269	48,269	48,269	48,269	48,269	48,269
	т/час	ГВС	0,0	0,0	7,683	11,739	11,739	11,739	11,739	11,739	11,739	11,739	11,739
	т/час	Всего	0,0	6,065	37,023	60,008	60,008	60,008	60,008	60,008	60,008	60,008	60,008
Восточная котельная	т/час	ОВ	0,0	8,625	72,434	72,434	222,434	469,857	469,857	469,857	469,857	469,857	469,857
	т/час	ГВС	0,0	0,992	37,780	37,780	137,780	160,541	160,541	160,541	160,541	160,541	160,541
	т/час	Всего	0,0	9,617	110,213	110,213	360,213	630,398	630,398	630,398	630,398	630,398	630,398
Южная котельная	т/час	ОВ	20,738	43,095	143,643	160,393	165,026	165,026	165,026	182,456	182,456	182,456	182,456
	т/час	ГВС	10,438	14,038	51,166	66,387	68,202	68,202	68,202	79,822	79,822	79,822	79,822
	т/час	Всего	31,175	57,133	194,808	226,780	233,228	233,228	233,228	262,278	262,278	262,278	262,278
Котельная «Северная»	т/час	ОВ	0,0	0,0	9,718	83,239	102,676	102,676	102,676	102,676	102,676	102,676	102,676
	т/час	ГВС	0,0	0,0	1,118	7,834	10,069	10,069	10,069	10,069	10,069	10,069	10,069
	т/час	Всего	0,0	0,0	10,836	91,073	112,746	112,746	112,746	112,746	112,746	112,746	112,746
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	т/час	ОВ	0,0	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913
	т/час	ГВС	0,0	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
	т/час	Всего	0,0	13,913	13,913	13,913	13,913	13,913	13,913	13,913	13,913	13,913	13,913

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 поселению, городскому округу, городу федерального значения

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	-
Котельная «Абрам-Мыс»	0,000010001	0,000010001
Котельная ТЦ «Росляково-1»	0,000010479	0,000010477
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	0,000003638	0,000004238
Котельная «Фестивальная»	0,000008633	0,000008633
Угольная котельная МУП «МУК»	0,000005771	0,000005771
Дизельная котельная МУП «МУК»	0,000006758	0,000006758
Котельная АО «ММТП»	0,000005105	0,000005105
Котельная №22	0,000016550	0,000016550

ГЛАВА 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 2019 по 2039 г.

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

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

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

– **АО «Мурманская ТЭЦ»**

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

– **АО «МЭС»**

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

1) по договору аренды с АО «ТЭКОС»:

- три источника тепловой энергии и тепловые сети от них в г. Мурманске;
- внутриквартальные тепловые сети и ЦТП в Октябрьском и Первомайском административных округах г. Мурманска;
- магистральные, внутриквартальные тепловые сети, насосные станции и ЦТП в Ленинском административном округе г. Мурманска,

– тепловые сети и ЦТП в районе Абрам-Мыс Первомайского округа г. Мурманска. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ».

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Зоны действия источников тепловой энергии представлены в приложении Л к Главе 1 Обосновывающих материалов «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2019 по 2039 г.

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

Влияние данного мероприятия на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» и Главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2019 по 2039 г. соответственно.

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

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

В разделе 1 Главы 7 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2019 по 2039 г. представлены условия организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 11 – Расчетные тепловые нагрузки индивидуального строительства на расчетный период

№ п/п	Наименование застройки	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	Индивидуальная жилая застройка	319,760	-	5,320	325,080

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

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки рассчитаны следующим образом:

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

В таблице 12 представлены балансы существующей тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2039 года.

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

Таблица 12 – Балансы тепловой мощности источников и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
АО «Мурманская ТЭЦ»														
Мурманская ТЭЦ														
Установленная мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	32,89	33,43	33,61	33,61	33,61	33,61	33,61	33,61	33,61	33,61	33,61	33,61	33,61
то же в %	%	11,50	11,69	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	253,1	252,6	252,4	252,4	252,4	252,4	252,4	252,4	252,4	252,4	252,4	252,4	252,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	21,46	19,43	19,51	19,75	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	178,69	178,26	178,69	178,69	178,69	178,69	178,69	178,69	178,69	178,69	178,69	178,7	178,7
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	200,2	197,7	198,2	198,4	198,6	198,6	198,6	198,6	198,6	198,6	198,6	198,6	198,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	167,1	166,6	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	-33,08	-31,13	-31,81	-32,05	-32,22	-32,22	-32,22	-32,22	-32,22	-32,22	-32,22	-32,22	-32,22
	%	-19,79	-18,69	-19,12	-19,26	-19,36	-19,36	-19,36	-19,36	-19,36	-19,36	-19,36	-19,36	-19,36

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Южная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	34,58	33,79	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42
то же в %	%	7,50	7,33	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	426,4	426,4	426,4	426,4	426,4	426,4	426,4	426,4	426,4	426,4	426,4	426,4	426,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	19,39	19,39	19,68	21,65	21,99	22,07	22,07	22,07	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	230,9	230,9	233,0	246,7	249,0	249,5	249,5	249,5	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	250,3	250,3	252,6	268,4	271,0	271,6	271,6	271,6	274,3	274,3	274,3	274,3	274,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	326,4	326,4	326,4	326,4	326,4	326,4	326,4	326,4	326,4	326,4	326,4	326,4	326,4
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	76,15	76,15	73,79	58,07	55,41	54,82	54,82	54,82	52,15	52,15	52,15	52,15	52,15
	%	23,33	23,33	22,60	17,79	16,97	16,79	16,79	16,79	15,97	15,97	15,97	15,97	15,97

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Восточная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	41,18	40,83	40,93	40,93	40,93	40,93	40,93	40,93	40,93	40,93	40,93	40,93	40,93
то же в %	%	10,56	10,47	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	348,8	349,2	349,1	349,1	349,1	349,1	349,1	349,1	349,1	349,1	349,1	349,1	349,1
Тепловая мощность, получаемая от АО "Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	14,90	14,90	15,04	16,59	16,59	20,78	25,85	25,85	25,85	25,85	26,81	26,81	26,81
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	128,0	128,0	128,7	136,8	136,8	156,79	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	142,9	142,9	143,8	153,4	153,4	177,6	204,3	204,3	204,3	204,3	205,2	205,2	205,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	248,8	249,2	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	121,4	121,7	120,7	111,1	111,1	86,9	60,2	60,2	60,2	60,2	59,3	59,3	59,3
	%	48,78	48,85	48,46	44,61	44,61	34,90	24,18	24,18	24,18	24,18	23,80	23,80	23,80

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
АО «Мурманэнергосбыт»														
Котельная «Северная»														
Установленная мощность	Гкал/час	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7
Располагаемая мощность	Гкал/час	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	13,11	13,11	13,11	13,18	13,67	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80
то же в %	%	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	328,1	328,1	328,1	328,0	327,5	327,4	327,4	327,4	327,4	327,4	327,4	327,4	327,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,61	16,61	16,61	16,69	17,32	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49
то же в %	%	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	151,9	151,9	151,9	152,6	158,3	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	168,5	168,5	168,5	169,3	175,6	177,3	177,3	177,3	177,3	177,3	177,3	177,3	177,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	298,1	298,1	298,1	298,0	297,5	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	129,61	129,6	129,6	128,7	121,9	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,04	120,04	120,04
	%	43,5	43,5	43,5	43,2	41,0	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Котельная «Абрам-Мыс»														
Установленная мощность	Гкал/час	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18
Располагаемая мощность	Гкал/час	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
то же в %	%	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
то же в %	%	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67
	%	41,04	41,04	41,04	41,04	41,04	41,04	41,04	41,04	41,04	41,04	41,04	41,04	41,04

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Котельная «Роста»														
Установленная мощность	Гкал/час	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	55,16	55,16	55,16	55,16	55,16	55,16	55,16	55,16	55,16	55,16	55,16	55,16	55,16
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
то же в %	%	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06
то же в %	%	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	27,35	27,35	27,35	27,35	27,35	27,35	27,35	27,35	27,35	27,35	27,35	27,35	27,35
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	25,27	25,27	25,27	25,27	25,27	25,27	25,27	25,27	25,27	25,27	25,27	25,27	25,27
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09	-2,09
	%	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26	-8,26

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Котельная ТЦ «Росляково-1»														
Установленная мощность	Гкал/час	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40
Располагаемая мощность	Гкал/час	47,59	47,59	47,59	47,59	47,59	47,59	47,59	47,59	47,59	47,59	47,59	47,59	47,59
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
то же в %	%	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94
то же в %	%	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
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	23,35	23,35	23,35	23,35	23,35	23,35	23,35	23,35	23,35	23,35	23,35	23,35	23,35
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	37,77	37,77	37,77	37,77	37,77	37,77	37,77	37,77	37,77	37,77	37,77	37,77	37,77
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42
	%	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Котельная ТЦ «Росляково Южное»														
Установленная мощность	Гкал/час	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60
Располагаемая мощность	Гкал/час	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
то же в %	%	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,24	7,24	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,33	0,33	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
то же в %	%	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,22	2,22	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,54	2,54	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,64	6,64	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,10	4,10	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
	%	61,72	61,72	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Котельная «Фестивальная»														
Установленная мощность	Гкал/час	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
то же в %	%	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
то же в %	%	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39
	%	40,48	40,54	40,54	40,54	40,54	40,54	40,54	40,54	40,54	40,54	40,54	40,54	40,54

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
АО «ММТП»														
Котельная ММТП														
Установленная мощность	Гкал/час	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78
Располагаемая мощность	Гкал/час	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
то же в %	%	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	20,43	20,43	20,43	20,43	20,43	20,43	20,43	20,43	20,43	20,43	20,43	20,43	20,43
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
то же в %	%	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44
	%	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
МУП «МУК»														
Угольная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
то же в %	%	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
то же в %	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
	%	50,16	50,16	50,16	50,16	50,16	50,16	50,16	50,16	50,16	50,16	50,16	50,16	50,16

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Дизельная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
то же в %	%	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
то же в %	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
	%	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ														
Котельная №22														
Установленная мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
то же в %	%	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
то же в %	%	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
	%	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40

Наименование	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
АО «Завод ТО ТБО»														
Завод ТО ТБО														
Установленная мощность	Гкал/час	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
то же в %	%	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
то же в %	%	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
	%	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11

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

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2039 года представлены в таблице 12.

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

Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2039 года представлены в таблице 12.

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

В настоящее время, технические ограничения на использование установленной тепловой мощности имеют: котельная «Северная», котельная «Роста», котельная «Абрам-Мыс», котельная ТЦ «Росляково-1» и котельная ТЦ «Росляково Южное». Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 13. В основном, имеющиеся ограничения мощности на котельных связаны с износом установленного оборудования (предельным сроком эксплуатации).

Таблица 13 – Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника				
		Котельная «Северная»	Котельная «Роста»	Котельная «Абрам-Мыс»	Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Котельная ТЦ «Росляково Южное»
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	367,7	60	24,18	50,4	7,63
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	341,19	55,16	21,89	47,59	5,61
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	26,51	4,84	2,29	2,81	2,02

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

Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2039 года представлены в таблице 12.

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

Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2039 года представлены в таблице 12.

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

Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2039 года представлены в таблице 12.

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

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

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

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2039 года представлены в таблице 12.

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

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

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

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

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ "О теплоснабжении": "Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от 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.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Исключение составляют системы теплоснабжения, образованные на базе котельной «Абрам – Мыс», для которой в качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения рассмотрен ЦТП, от которого осуществляется отпуск тепловой энергии в виде горячей воды.

Таблица 14 – Результаты расчета радиусов эффективного теплоснабжения для источников централизованного теплоснабжения

ТСО	Источник тепловой энергии	Радиус эффективного теплоснабжения, км
АО «Мурманская ТЭЦ»	Мурманская ТЭЦ	6,61
	Южная котельная	11,19
	Восточная котельная	8,25
АО «МЭС»	Котельная «Северная»	4,43
	Котельная «Абрам-Мыс», ЦТП	0,82
	Котельная «Роста»	2,28
	Котельная «Фестивальная»	0,31
	Котельная ТЦ «Росляково-1»	0,89
	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	0,28
АО «ММТП»	Котельная АО «ММТП»	2,38
ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ	Котельная №22	0,47
МУП «МУК»	Угольная котельная МУП «МУК»	0,88
	Дизельная котельная МУП «МУК»	0,95

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.

ГЛАВА 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Существующие и перспективные балансы теплоносителя приведены в Главе 6 Обосновывающих материалов «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2019 по 2039 г.

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

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

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

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

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

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

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

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

- Использование мобильных измерительных комплексов для диагностики состояния тепловых сетей;

- Реконструкция ВПУ котельных с оснащением их системами обескислороживания.

Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельных, расположенных на территории г. Мурманска, представлены в таблицах 15 и 16.

Таблица 15 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 1)

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Мурманская ТЭЦ														
Производительность ВПУ	т/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов теплоносителя	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	19,21	19,21	19,21	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	19,21	19,21	19,21	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	19,21	19,21	19,21	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	т/ч	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	219,51	155,45	150,19
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	180,79	180,79	180,79	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67
Доля резерва	%	90,4%	90,4%	90,4%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%
Южная котельная														
Производительность ВПУ	т/ч	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	72,64	75,9	75,9	75,9	75,9	91,52	107,14	122,76	138,38	154	169,62	247,72	325,82
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	29,00	29,00	24,95	24,95	24,95	24,97	24,97	24,97	24,99	24,99	24,99	24,99	24,99
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	29,00	29,00	24,95	24,95	24,95	24,97	24,97	24,97	24,99	24,99	24,99	24,99	24,99
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	29,00	29,00	24,95	24,95	24,95	24,97	24,97	24,97	24,99	24,99	24,99	24,99	24,99
Максимальная подпитка тепловой сети	т/ч	360,3	360,4	360,4	360,4	360,4	360,7	361	361,3	361,6	361,9	362,3	363,8	365,3

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
в период повреждения участка														
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	246,0	246,0	250,1	250,1	250,1	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Доля резерва	%	89,5%	89,5%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%
Восточная котельная														
Производительность ВПУ	т/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	73,94	73,94	90,51	90,51	90,51	100,58	110,65	120,72	130,79	140,87	140,87	150,94	161,01
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	36,49	36,49	29,04	29,33	29,33	29,55	24,34	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	36,49	36,49	29,04	29,33	29,33	29,55	24,34	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	36,49	36,49	29,04	29,33	29,33	29,55	24,34	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	189,2	189,2	189,5	189,5	189,5	189,7	189,9	190,1	190,3	190,5	195,8	255,2	256,2
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	63,5	63,5	71,0	70,7	70,7	70,5	75,7	75,6	75,6	75,6	75,6	75,57	75,57
Доля резерва	%	63,5%	63,5%	71,0%	70,7%	70,7%	70,5%	75,7%	75,6%	75,6%	75,6%	75,6%	75,6%	75,6%
Котельная "Северная"														
Производительность ВПУ	т/ч	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Прирост объемов теплоносителя	м ³	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	327,47	166,30	5,13	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,13	5,13	5,13	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	322,34	161,17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	327,47	166,30	5,13	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
Аварийная подпитка систем теплоснабжения	т/ч	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	554,77	393,60	232,43	232,46	232,46	232,46	232,46	232,46	232,46	232,46	232,46	232,46	232,46
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	472,5	633,7	794,9	794,8	794,8	794,8	794,8	794,8	794,8	794,8	794,8	794,8	794,8
Доля резерва	%	59,1%	79,2%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Котельная "Абрам Мыс"														
Производительность ВПУ	т/ч	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96
Доля резерва	%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%
Котельная "Роста"														
Производительность ВПУ	т/ч	200,0	200,0	200,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,47	0,47	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,47	0,47	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки	т/ч	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
теплоносителя														
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,47	0,47	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	34,8	34,8	34,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	199,5	199,5	199,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	99,77%	99,77%	99,77%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная ТЦ «Росляково -1»														
Производительность ВПУ	т/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	10,6	10,6	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,62	2,62	2,62	2,62	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56
Доля резерва	%	87,32%	87,32%	87,32%	87,32%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%
Котельная ТЦ «Росляково Южное»														
Производительность ВПУ	т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93
Доля резерва	%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%
Котельная "Фестивальная"														
Производительность ВПУ	т/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/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	2,95
Доля резерва	%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%
Угольная котельная МУП "МУК"														
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
эксплуатационном режиме														
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля резерва	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дизельная котельная МУП "МУК"														
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля резерва	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная АО "ММТП"														
Производительность ВПУ	т/ч	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84
Доля резерва	%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%
Котельная №22														
Производительность ВПУ	т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996
Доля резерва	%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%

Таблица 16 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 2)

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Мурманская ТЭЦ														
Производительность ВПУ	т/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов теплоносителя	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	19,21	19,21	19,21	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	19,21	19,21	19,21	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	19,21	19,21	19,21	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33	19,33
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	т/ч	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	224,77	219,51	155,45	150,19
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	180,79	180,79	180,79	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67	180,67
Доля резерва	%	90,4%	90,4%	90,4%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%
Южная котельная														
Производительность ВПУ	т/ч	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	72,64	75,9	75,9	75,9	75,9	91,52	107,14	122,76	138,38	154	169,62	247,72	325,82
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	29,00	29,00	24,95	24,95	24,95	24,97	24,97	24,97	24,99	24,99	24,99	24,99	24,99
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	29,00	29,00	24,95	24,95	24,95	24,97	24,97	24,97	24,99	24,99	24,99	24,99	24,99
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	29,00	29,00	24,95	24,95	24,95	24,97	24,97	24,97	24,99	24,99	24,99	24,99	24,99
Максимальная подпитка тепловой сети	т/ч	360,3	360,4	360,4	360,4	360,4	360,7	361	361,3	361,6	361,9	362,3	363,8	365,3

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
в период повреждения участка														
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	246,0	246,0	250,1	250,1	250,1	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Доля резерва	%	89,5%	89,5%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%	90,9%
Восточная котельная														
Производительность ВПУ	т/ч	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	-	-	-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
Прирост объемов теплоносителя	м ³	73,94	73,94	90,51	90,51	90,51	100,58	110,65	120,72	130,79	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	36,49	36,49	29,04	29,33	29,33	29,55	24,34	24,43	24,43	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	36,49	36,49	29,04	29,33	29,33	29,55	24,34	24,43	24,43	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	36,49	36,49	29,04	29,33	29,33	29,55	24,34	24,43	24,43	-	-	-	-
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	189,2	189,2	189,5	189,5	189,5	189,7	189,9	190,1	190,3	-	-	-	-
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	63,5	63,5	71,0	70,7	70,7	70,5	75,7	75,6	75,6	-	-	-	-
Доля резерва	%	63,5%	63,5%	71,0%	70,7%	70,7%	70,5%	75,7%	75,6%	75,6%	-	-	-	-
Котельная "Северная"														
Производительность ВПУ	т/ч	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	-	-	-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	-	-	-	-
Прирост объемов теплоносителя	м ³	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	749,58	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	327,47	166,30	5,13	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,13	5,13	5,13	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	322,34	161,17	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	327,47	166,30	5,13	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	-	-	-	-
Аварийная подпитка систем теплоснабжения	т/ч	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	т/ч	554,77	393,60	232,43	232,46	232,46	232,46	232,46	232,46	232,46	-	-	-	-
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	472,5	633,7	794,9	794,8	794,8	794,8	794,8	794,8	794,8	-	-	-	-
Доля резерва	%	59,1%	79,2%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	-	-	-	-
Котельная "Абрам Мыс"														
Производительность ВПУ	т/ч	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96
Доля резерва	%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%
Котельная "Роста"														
Производительность ВПУ	т/ч	200,0	200,0	200,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,47	0,47	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,47	0,47	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки	т/ч	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
теплоносителя														
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,47	0,47	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	34,8	34,8	34,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	199,5	199,5	199,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	99,77%	99,77%	99,77%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная ТЦ «Росляково -1»														
Производительность ВПУ	т/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	10,6	10,6	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,62	2,62	2,62	2,62	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56
Доля резерва	%	87,32%	87,32%	87,32%	87,32%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%	85,31%
Котельная ТЦ «Росляково Южное»														
Производительность ВПУ	т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93
Доля резерва	%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%	96,44%
Котельная "Фестивальная"														
Производительность ВПУ	т/ч	-	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	-	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	-	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	-	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	-	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Доля резерва	%	-	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%	98,31%
Угольная котельная МУП "МУК"														
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
эксплуатационном режиме														
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля резерва	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дизельная котельная МУП "МУК"														
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля резерва	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная АО "ММТП"														
Производительность ВПУ	т/ч	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84
Доля резерва	%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%
Котельная №22														
Производительность ВПУ	т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996
Доля резерва	%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%
Котельная "Северная-Восточная"														
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500,0	500,0	500,0	500,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Прирост объемов теплоносителя	м3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,6	29,6	29,6	29,6
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,6	29,6	29,6	29,6
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,6	29,6	29,6	29,6
Максимальная подпитка тепловой сети	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	417,9	423,1	481,9	481,9

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
в период повреждения участка														
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	470,4	470,4	470,4	470,4
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	94,08%	94,08%	94,08%	94,08%

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 не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (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 разработки схемы теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблицах 15 – 16.

ГЛАВА 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

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.

Основные программные и нормативные документы, которые регламентируют планы по газификации Мурманской области:

1. Указание Президента Российской Федерации от 30 октября 2012 г. №Пр-2925 о поддержке обращения Губернатора Мурманской области М.В. Ковтун;
2. 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);
3. Договор о сотрудничестве ОАО "Газпром" и Правительства Мурманской области в 2010-2015 гг. от 15.10.2009 г.

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

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

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

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

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

Данный сценарий предполагает в первую очередь повышение эффективности сжигания мазута на существующих котельных и ТЭЦ, внедрение мероприятий по снижению собственных нужд, проведение мероприятий по снижению потерь в тепловых сетях и повышение энергоэффективности существующей жилой и социально-административной застройки на территории г. Мурманска, а также строительство новых котельных на твердом топливе (уголь, щепа) и электроэнергии.

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

Сценарий 2 базируется на решениях, предложенных Комплексным инвестиционным проектом модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на 2015-2030 годы, разработанным ФГБУ «РЭА» Минэнерго России в 2015 году.

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

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

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

- необходимостью хранения запаса угля на площадке, а также организацией углеподачи и разгрузки угля;
- необходимостью подготовки угля перед его сжиганием;
- необходимостью "подсветки" угольного факела мазутом, газом или дизельным топливом;

- необходимостью организации системы золоудаления;
- необходимостью организации золоотвалов вблизи площадок котельных;
- экологическими последствиями и необходимостью применения систем фильтрации уходящих газов.

4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

На основании анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, выполненных в Главе 14 «Ценовые (тарифные) последствия» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска, для сценария 1 и 2 по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии.

Можно сделать вывод о том, что наиболее целесообразным сценарием перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования город Мурманск является Сценарий №2.

Данный сценарий позволяет обеспечить:

- снижение затрат на собственные нужды при производстве тепловой энергии по ряду источников;
- меньший рост тарифа при реализации мероприятий (снизить денежную нагрузку для населения).

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

Таблица 17 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 1												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	2117	2119,27	2119,27	2119,27	2281,88	2365,41	2365,41	2416,8	2416,8	2423,22	2423,22
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	373	371,07	371,07	371,07	400,68	416,5	416,5	425,58	425,58	425,89	425,89
Расходы на топливо:	тыс.руб.	5 706 913	5 741 027	5 832 098	6 024 555	6 742 653	7 238 192	7 462 570	7 863 101	8 138 305	8 437 129	11 934 392
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	351566,65	364826,43	379104,03	394216,02	409511,88	425655,9	442656,18	459863,01	477942,3	496902,15	731195,73
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	244271,65	254259	264114	274626	285138	296307	308133	319959	332442	345582	507204
покупная тепловая энергия	тыс.руб.	107295	110567,43	114990,03	119590,02	124373,88	129348,9	134523,18	139904,01	145500,3	151320,15	223991,73
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	678732	705881,28	734116,53	763481,19	794020,44	825781,26	858812,51	893165,01	928891,61	966047,27	1433813,91
Амортизация основных средств	тыс.руб.	78474	138073,61	169330,96	202383,11	235594,69	265226,15	296994,74	314067,6	331767,91	350122	521168,64
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	994327,19	1030122,97	1073388,13	1120617,21	1171044,98	1221399,91	1272698,71	1327424,75	1384504,01	1444037,68	2170637,78
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	627,6	0	17884,74	40709,72	142837,6	148551,1	0	13685,23	213155,2	411694,04	0
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.	7810640,44	7979931,6	8 205 923	8545962,65	9495662,89	10124806	10333732,6	10871306,5	11474566,5	12105931,9	16791207,88
Прибыль всего:	тыс.руб.	83762	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	7891188	7979931,6	8205922,52	8545962,65	9495662,89	10124806	10333732,6	10871306,5	11474566,5	12105931,9	16791207,88
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	3 727	3 765	3 872	4 033	4 161	4 280	4 369	4 498	4 748	4 996	6 929
Рост тарифа в %:	%	2,37%	1,03%	2,83%	4,14%	3,20%	2,86%	2,06%	2,96%	5,55%	5,22%	3,69%

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 2												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	2117,27	2119,27	2119,27	2119,27	2281,88	2365,41	2365,41	2416,8	2517,34	2523,76	2523,76
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	369,31	369,65	369,65	369,65	399,26	415,08	415,08	424,07	254,64	254,93	254,93
Расходы на топливо:	тыс.руб.	5 706 913	5 729 032	5 912 360	6 107 468	6 827 578	7 325 249	7 552 331	7 955 095	6 310 994	6 550 860	9 326 145
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	351566,65	365629,32	380254,49	395200,46	410733,97	427163,33	444249,86	461711,37	479859,31	498720,66	733988,9
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	244271,65	254042,52	264204,22	274508,18	285214	296622,56	308487,46	320518,47	333018,69	346006,42	507934,52
покупная тепловая энергия	тыс.руб.	107295	111586,8	116050,27	120692,28	125519,97	130540,77	135762,4	141192,9	146840,62	152714,24	226054,38
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	678732	705881,28	734116,53	763481,19	794020,44	825781,26	858812,51	893165,01	928891,61	966047,27	1433813,91
Амортизация основных средств	тыс.руб.	78474	138073,61	169330,96	202383,11	235594,69	265226,15	296994,74	314067,6	331767,91	350122	521168,64
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	994327,19	1030122,97	1073388,13	1120617,21	1171044,98	1221399,91	1272698,71	1327424,75	1384504,01	1444037,68	2170637,78
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	627,6	0	17884,74	40709,72	142837,6	148551,1	0	13685,23	213155,2	411694,04	0
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.	7810640,44	7968738,79	8 287 334	8629859,89	9581809,25	10213370,6	10425086,6	10965149,2	9649172,44	10221481,4	14185754,54
Прибыль всего:	тыс.руб.	83762	83762	83762	83762	83762	83762	83762	83762	83762	83762	83762
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	7891188	8052500,79	8371096,38	8713621,89	9665571,25	10297132,6	10508848,6	11048911,2	9732934,44	10305243,4	14269516,54
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	3 727	3 800	3 950	4 112	4 236	4 353	4 443	4 572	3 866	4 083	5 654
Рост тарифа в %:	%	2,37%	1,95%	3,96%	4,09%	3,02%	2,77%	2,06%	2,90%	-15,43%	5,61%	3,75%

Таблица 18 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (кроме котельных Росляково)

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 1												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	630,91	630,91	632,94	648,38	652,46	652,46	652,46	652,46	652,46	652,46	652,46
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	124,04	124,04	124,74	127,28	127,92	127,92	127,92	127,92	127,92	127,92	127,92
Затраты на выработку тепловой энергии												
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	7980,31	8267,6	8614,84	8993,89	9398,62	9802,76	10214,47	10653,69	11111,8	11589,61	17421,18
Материалы на ремонт	тыс.руб.	64141,55	66450,64	69241,57	72288,2	75541,17	78789,44	82098,59	85628,83	89310,87	93151,24	140022,39
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	3789,99	3926,43	4091,34	4271,36	4463,57	4655,51	4851,04	5059,63	5277,2	5504,12	8273,64
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	31600,67	32738,29	34113,3	35614,28	37216,93	38817,25	40447,58	42186,83	44000,86	45892,9	68984,94
Расходы на топливо:	тыс.руб.	1 471 926	1 491 061	1 547 460	1 621 172	1 676 433	1 730 388	1 784 358	1 840 017	1 904 677	1 973 499	2 764 639
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	58474,96	60813,96	63246,52	65713,13	68275,94	71006,98	73847,26	76727,3	79719,66	82828,73	121591,87
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	58474,96	60813,96	63246,52	65713,13	68275,94	71006,98	73847,26	76727,3	79719,66	82828,73	121591,87
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	8 595,36	8 904,79	9 278,79	9 687,06	10 122,98	10 558,26	11 001,71	11 474,78	11 968,20	12 482,83	18 763,85
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	286865,43	298340,05	310273,65	322684,6	335591,98	349015,66	362976,29	377495,34	392595,15	408298,96	606000,09
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	91 623,99	94 922,45	98 909,19	103 261,20	107 907,95	112 548,00	117 275,01	122 317,84	127 577,50	133 063,34	200 017,15
Амортизация основных средств	тыс.руб.	5337,59	38217,57	56838,27	86498,21	106151,72	135574,83	174596,55	215863,39	237858,93	260734,29	455133,14
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	67783,53	70223,74	73173,14	76392,76	79830,43	83263,14	86760,19	90490,88	94381,99	98440,42	147972,96
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	29870,73	238989,09	296943,37	103049,41	64379,24	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	53941,08	56098,72	58342,67	60676,38	63103,43	65627,57	68252,67	70982,78	73822,09	76774,97	113949,94
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.	1920257,86	2197645,68	2 347 935	2275510,31	2330661,81	2369248,63	2482538,56	2600593,72	2709232,3	2823800,99	4095337,01
Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	23 264,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	46 305,87	119 806,61	114 268,36	108 730,11	103 191,86	97 653,61	92 115,36	86 577,11	81 038,86	75 500,61	0,00
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	2 237 345	2366052,29	2464815,16	2593693,73	2695736,38	2807004,15	2928908,85	3056453,97	3175220,52	3300582,31	4697075,07
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	3 546	3 750	3 894	4 000	4 132	4 302	4 489	4 685	4 867	5 059	7 199
Рост тарифа в %:	%	2,61%	5,75%	3,84%	2,72%	3,28%	4,13%	4,34%	4,35%	3,89%	3,95%	4,02%

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 2												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	630,91	630,91	632,94	648,38	652,46	652,46	652,46	652,46	652,46	652,46	652,46
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	124,04	124,04	124,74	125,96	125,28	125,28	125,28	125,28	125,28	125,28	125,28
Затраты на выработку тепловой энергии												
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	7980,31	8267,6	8614,84	8993,89	9398,62	9802,76	10214,47	10653,69	11111,8	11589,61	17421,18
Материалы на ремонт	тыс.руб.	64141,55	66450,64	69241,57	72288,2	75541,17	78789,44	82098,59	85628,83	89310,87	93151,24	140022,39
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	3789,99	3926,43	4091,34	4271,36	4463,57	4655,51	4851,04	5059,63	5277,2	5504,12	8273,64
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	31600,67	32738,29	34113,3	35614,28	37216,93	38817,25	40447,58	42186,83	44000,86	45892,9	68984,94
Расходы на топливо:	тыс.руб.	1 471 926	1 491 061	1 547 460	1 614 160	1 661 636	1 714 808	1 767 968	1 822 774	1 886 572	1 954 489	2 764 640
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	58474,96	60813,96	63246,52	65713,13	68275,94	71006,98	73847,26	76727,3	79719,66	82828,73	121591,87
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	58474,96	60813,96	63246,52	65713,13	68275,94	71006,98	73847,26	76727,3	79719,66	82828,73	121591,87
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	8 595,36	8 904,79	9 278,79	9 687,06	10 122,98	10 558,26	11 001,71	11 474,78	11 968,20	12 482,83	18 763,85
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	286865,43	298340,05	310273,65	322684,6	335591,98	349015,66	362976,29	377495,34	392595,15	408298,96	606000,09
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	91 623,99	94 922,45	98 909,19	103 261,20	107 907,95	112 548,00	117 275,01	122 317,84	127 577,50	133 063,34	200 017,15
Амортизация основных средств	тыс.руб.	5337,59	38217,57	55600,96	73679,69	92481,57	112035,52	132371,62	153521,18	175516,71	198392,07	455133,14
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	67783,53	70223,74	73173,14	76392,76	79830,43	83263,14	86760,19	90490,88	94381,99	98440,42	147972,96
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	29870,73	238989,09	296943,37	103049,41	64379,24	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	53941,08	56098,72	58342,67	60676,38	63103,43	65627,57	68252,67	70982,78	73822,09	76774,97	113949,94
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.	1920257,86	2197645,68	2 346 697	2255679,36	2302195,41	2330129,28	2423923,42	2521009,02	2628785,43	2742448,91	4095337,69
Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	23 264,52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	46 305,87	119 806,61	114 268,36	108 730,11	103 191,86	97 653,61	92 115,36	86 577,11	81 038,86	75 500,61	0,0
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	2 237 345	2366052,29	2463577,85	2573862,78	2667269,98	2767884,8	2870293,71	2976869,27	3094773,65	3219230,23	4697075,75
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	3 546	3 750	3 892	3 970	4 088	4 242	4 399	4 563	4 743	4 934	7087
Рост тарифа в %:	%	2,61%	5,75%	3,79%	1,99%	2,98%	3,77%	3,70%	3,71%	3,96%	4,02%	2,41%

Таблица 19 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельные Росляково)

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 1 и 2												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	79,34	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,70	80,7
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	0	0	0	0	0	0
Затраты на выработку тепловой энергии												
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	172	178,19	185,68	193,85	202,57	211,28	220,15	229,62	239,49	249,79	375,48
Материалы на ремонт	тыс.руб.	7454	7722,34	8046,68	8400,74	8778,77	9156,26	9540,82	9951,07	10378,97	10825,27	16272,24
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	209	216,52	225,62	235,55	246,14	256,73	267,51	279,01	291,01	303,53	456,25
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	4102	4249,67	4428,16	4623	4831,03	5038,77	5250,39	5476,16	5711,64	5957,24	8954,75
Расходы на топливо:	тыс.руб.	223 172	231 332	240 508	250 352	241 985	103 798	107 812	111 873	116 198	120 691	174 544
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	18084	18807,36	19559,65	20322,48	21115,06	21959,66	22838,05	23728,73	24654,15	25615,66	37603,56
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	18084	18807,36	19559,65	20322,48	21115,06	21959,66	22838,05	23728,73	24654,15	25615,66	37603,56
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	1 434,00	1 485,62	1 548,02	1 616,13	1 688,86	1 761,48	1 835,46	1 914,39	1 996,71	2 082,56	3 130,45
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	91005	94645,2	98431,01	102368,25	106462,98	110721,5	115150,36	119756,37	124546,62	129528,48	192247,04
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	40980	42455,28	44238,4	46184,89	48263,21	50338,53	52452,75	54708,22	57060,67	59514,28	89460,22
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	3744	3893,76	4049,51	4211,49	4379,95	4555,15	4737,35	4926,85	5123,92	5328,88	7909,16
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.	373241	387240,13	402 738	419227,69	417825,91	286817,97	298252,98	310066,05	322459,91	335349,9	493855,12
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	6 580,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль всего:	тыс.руб.	8365,93	8667,1	8365,93	8365,93	8365,93	8365,93	8365,93	8365,93	8365,93	8365,93	8365,93
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	407475,93	415905,62	431933,98	449324,49	448879,54	318834,03	331253,23	344111,37	357594,66	371620,34	544065,28
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	5 136	5 154	5 352	5 568	5 562	3 951	4 105	4 264	4 431	4 605	6 742
Рост тарифа в %:	%	2,84%	0,34%	3,85%	4,03%	-0,10%	-28,97%	3,90%	3,88%	3,92%	3,92%	3,91%

Таблица 20 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (дизельная котельная)

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 1 и 2												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	3,1	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Затраты на выработку тепловой энергии												
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	66,5	68,89	71,78	74,94	78,32	81,68	85,11	88,77	92,59	96,57	145,16
Материалы на ремонт	тыс.руб.	79,11	81,95	85,4	89,15	93,17	97,17	101,25	105,61	110,15	114,88	172,69
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	489,05	506,65	527,93	551,16	575,96	600,73	625,96	652,88	680,95	710,23	1067,6
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	174,74	181,03	188,64	196,94	205,8	214,65	223,66	233,28	243,31	253,78	381,47
Расходы на топливо:	тыс.руб.	14 197	16 250	16 770	17 320	17 930	10 990	11 390	11 800	12 240	12 700	18 380
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	492,44	512,14	532,63	553,4	574,98	597,98	621,9	646,15	671,35	697,53	1023,95
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	492,44	512,14	532,63	553,4	574,98	597,98	621,9	646,15	671,35	697,53	1023,95
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	18,67	19,34	20,16	21,04	21,99	22,93	23,90	24,93	26,00	27,12	40,76
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	2507,28	2607,57	2711,87	2820,34	2933,15	3050,48	3172,5	3299,4	3431,38	3568,64	5296,6
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	757,20	784,46	817,41	853,37	891,78	930,12	969,19	1 010,86	1 054,33	1 099,66	1 652,99
Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	14,40	14,92	15,54	16,23	16,96	17,69	18,43	19,22	20,05	20,91	31,44
Амортизация основных средств	тыс.руб.	354,35	354,35	354,35	354,35	537,29	839,88	837,97	836,1	834,27	832,48	418,04
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	4882,41	5058,18	5270,62	5502,53	5750,14	5997,4	6249,29	6518,01	6798,28	7090,61	10658,42
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	0	0	0	0	0	1518,33	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	14,27	14,84	15,43	16,05	16,69	17,36	18,05	18,77	19,53	20,31	30,14
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.	22433,81	24782,24	25 639	26550,62	27725,56	22994,07	22271,66	23099,66	23975,28	24889,26	35777,01
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	24238,35	26454,33	27381,76	28369,51	29626,22	24976,41	24337,22	25253,98	26222,19	27232,72	39299,25
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	7 819	8 240	8 528	8 836	9 227	7 779	7 580	7 866	8 167	8 482	12 240
Рост тарифа в %:	%	1,57%	5,38%	3,51%	3,61%	4,43%	-15,69%	-2,56%	3,77%	3,83%	3,85%	3,90%

Таблица 21 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (угольная котельная)

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 1 и 2												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Затраты на выработку тепловой энергии												
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	200,47	207,69	216,41	225,93	236,1	246,25	256,59	267,63	279,14	291,14	437,63
Материалы на ремонт	тыс.руб.	142,56	147,69	153,89	160,66	167,89	175,11	182,47	190,31	198,5	207,03	311,2
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	1818	1883,44	1962,55	2048,9	2141,1	2233,17	2326,96	2427,02	2531,38	2640,23	3968,72
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	464,19	480,9	501,09	523,14	546,68	570,19	594,14	619,69	646,33	674,13	1013,33
Расходы на топливо:	тыс.руб.	11 168	12 440	12 970	13 580	14 230	14 930	11 490	11 940	12 410	12 890	18 920
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	1167,78	1214,49	1263,07	1312,33	1363,51	1418,05	1474,77	1532,29	1592,05	1654,14	2428,27
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	1167,78	1214,49	1263,07	1312,33	1363,51	1418,05	1474,77	1532,29	1592,05	1654,14	2428,27
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	56,51	58,54	61,00	63,68	66,55	69,41	72,32	75,43	78,68	82,06	123,35
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	6304,07	6556,23	6818,48	7091,22	7374,87	7669,86	7976,65	8295,72	8627,55	8972,65	13317,26
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 143,38	2 220,55	2 313,81	2 415,62	2 524,32	2 632,86	2 743,45	2 861,41	2 984,45	3 112,79	4 679,05
Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	16,50	17,09	17,81	18,60	19,43	20,27	21,12	22,03	22,97	23,96	36,02
Амортизация основных средств	тыс.руб.	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	8051,17	8341,01	8691,33	9073,75	9482,07	9889,8	10305,17	10748,29	11210,47	11692,52	17575,89
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	0	0	0	1169,82	0	0	0	0	0	0	0
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.	26935,91	28796,86	29 988	32472,25	32695,58	34152,84	31491,72	32761,43	34085,2	35454,44	52486,55
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	32107,31	33812,75	35214,57	36760,29	38398,92	40101,31	37689,91	39226,03	40827,67	42486,73	63056,55
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	7 363	7 754	8 075	8 430	8 805	9 196	8 643	8 995	9 362	9 743	14 460
Рост тарифа в %:	%	4,14%	5,31%	4,15%	4,39%	4,46%	4,43%	-6,01%	4,08%	4,08%	4,06%	4,02%

Таблица 22 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «ММТП»

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 1 и 2												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,40	16,4
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Затраты на выработку тепловой энергии												
Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на топливо:	тыс.руб.	32 020	32 437	33 475	34 579	35 789	36 935	38 080	39 260	40 634	42 097	59 547
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	3400,56	3536,58	3678,04	3821,48	3970,52	4129,34	4294,51	4462	4636,02	4816,82	7071,05
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	3400,56	3536,58	3678,04	3821,48	3970,52	4129,34	4294,51	4462	4636,02	4816,82	7071,05
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	387,35	401,30	418,15	436,55	456,19	475,81	495,79	517,11	539,35	562,54	845,60
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	21685,64	22553,06	23455,18	24393,39	25369,13	26383,9	27439,26	28536,83	29678,3	30865,43	45810,68
Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Амортизация основных средств	тыс.руб.	3900,56	4840,6	4840,6	4840,6	4840,6	4840,6	4840,6	4840,6	4840,6	4840,6	4840,6
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	3580,49	3709,39	3865,18	4035,25	4216,84	4398,16	4582,88	4779,94	4985,48	5199,86	7816,28
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	1904,91	1981,11	2060,35	2142,77	2228,48	2317,62	2410,32	2506,73	2607	2711,28	4024,11
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.	64587,54	67076,19	69 314	71669,91	74186,55	76686,72	79236,95	81879,54	84774,67	87819,82	125085,31
Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль всего:	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	87008,72	90312,15	93521,44	96934,73	100577,57	104205,87	107907,27	111775,45	115948,59	120326,39	173896,88
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	5 305	5 507	5 703	5 911	6 133	6 354	6 580	6 816	7 070	7 337	10 603
Рост тарифа в %:	%	-23,97%	3,80%	3,55%	3,65%	3,76%	3,61%	3,55%	3,58%	3,73%	3,78%	3,77%

Таблица 23 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Завод ТО ТБО»

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 1 и 2												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	135	135	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	16,21	16,21	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Затраты на выработку тепловой энергии												
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	17673	18309,23	19078,22	19917,66	20813,95	21708,95	22620,73	23593,42	24607,94	25666,08	38580,54
Материалы на ремонт	тыс.руб.	15824	16393,66	17082,2	17833,81	18636,34	19437,7	20254,08	21125,01	22033,38	22980,82	34544,14
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	10267	10636,61	11083,35	11571,02	12091,71	12611,66	13141,35	13706,42	14295,8	14910,52	22413,08
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	12025	12457,9	12981,13	13552,3	14162,16	14771,13	15391,52	16053,35	16743,64	17463,62	26250,84
Расходы на топливо:	тыс.руб.	16 793	16 918	19 728	20 615	21 572	22 523	23 497	24 515	25 590	26 725	40 762
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	17524	18901,54	19645,5	20429,81	21216,74	22082,05	22950,2	23859,13	24808,95	25761,97	37768,1
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	15980	17326,14	18007,08	18725,85	19444,62	20239,05	21033,48	21865,74	22735,83	23605,92	34576,62
покупная тепловая энергия	тыс.руб.	1544	1575,4	1638,42	1703,96	1772,12	1843	1916,72	1993,39	2073,12	2156,05	3191,48
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	3 173,00	3 287,23	3 425,29	3 576,00	3 736,92	3 897,61	4 061,31	4 235,95	4 418,09	4 608,07	6 926,73
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	63818	66370,72	69025,55	71786,57	74658,03	77644,35	80750,12	83980,12	87339,32	90832,89	134814,8
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	19 337,00	20 033,13	20 874,52	21 793,00	22 773,69	23 752,96	24 750,58	25 814,86	26 924,89	28 082,66	42 213,09
Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	83,00	85,99	89,60	93,54	97,75	101,95	106,24	110,80	115,57	120,54	181,19
Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	74,00	76,66	79,88	83,40	87,15	90,90	94,72	98,79	103,04	107,47	161,54
Амортизация основных средств	тыс.руб.	2983	2983	2983	2983	2983	2983	2983	2983	2983	2983	2983
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	35005,64	36265,84	37789,01	39451,73	41227,06	42999,82	44805,81	46732,46	48741,96	50837,86	76418,08
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	0	287029,72	187148,64	0	0	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	3596	3739,84	3889,43	4045,01	4206,81	4375,08	4550,09	4732,09	4921,37	5118,23	7596,51
Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	505,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0,00	86 795,92	82 783,64	78 771,36	74 759,08	70 746,80	66 734,52	62 722,25	58 709,97	54 697,69	0,00
Прибыль всего:	тыс.руб.	933,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	221885,86	315608,87	322991,46	329063,4	335698,11	342518,23	349599,11	357295,36	365500,75	374195,56	476573,23
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	1 644	2 338	2 153	2 194	2 238	2 283	2 331	2 382	2 437	2 495	3 177
Рост тарифа в %:	%	2,48%	42,24%	-7,89%	1,88%	2,02%	2,03%	2,07%	2,20%	2,30%	2,38%	4,07%

Таблица 24 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ (котельная 22)

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Сценарий 1 и 2												
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
Затраты на выработку тепловой энергии												
Расходы на топливо:	тыс.руб.	22 430	23 370	24 370	25 520	26 740	28 060	29 320	30 640	31 950	33 300	50 490
Амортизация основных средств	тыс.руб.	0	319,03	647,64	645,09	642,6	640,17	637,79	635,46	633,18	630,95	77,56
Итого расходов:	тыс.руб.	22 430	23689,03	25017,64	26 165	27382,6	28700,17	29957,79	31275,46	32583,18	33930,95	50567,56
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	22430	23689,03	25017,64	26165,09	27382,6	28700,17	29957,79	31275,46	32583,18	33930,95	50567,56
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	1 278	1 350	1 426	1 491	1 560	1 635	1 707	1 782	1 857	1 933	2 881
Рост тарифа в %:	%		5,61%	5,61%	4,59%	4,65%	4,81%	4,38%	4,40%	4,18%	4,14%	3,79%

ГЛАВА 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 муниципального образования, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии

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

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

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

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

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

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

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

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

Анализ эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ

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

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

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг.т/Гкал

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

Как видно из таблицы 25, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ значительно выше, чем на ближайших котельных.

В таблице 26 приведены данные о расходе топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019 год.

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

энергии от Мурманской ТЭЦ на 6,4% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на Мурманской ТЭЦ прежде всего объясняется отпуском тепла по схеме паровой котел - бойлер с дросселированием пара от энергетических котлов.

Как видно из таблицы 25, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 11,15%, 7,3% и 10,26% соответственно.

Таблица 26 – Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019 г.

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход топлива, тыс.т.	92,743	112,703	57,821
Выработка тепловой энергии, Гкал	781 948	984 017	490 939
Собственные нужды, Гкал	87 150	71 841	50 359
Собственные нужды, %	11,15%	7,3%	10,26%
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, Гкал	20 629	-	-
Покупка тепловой энергии от АО "Завод ТО ТБО"	-	-	72 950
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	692 024	910 176	512 054
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	181,35	169,65	171,3

Расход тепловой энергии на производство электрической энергии составляет 23,7% собственных нужд Мурманской ТЭЦ. Несмотря на то, что себестоимость генерации электроэнергии на мазутной ТЭЦ выше, чем у АЭС и ГЭС, функционирующих в энергосистеме Мурманской области, отказ от собственной генерации на Мурманской ТЭЦ не позволит сократить удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии без комплексной реконструкции источника, ввиду того, что пар, вырабатываемый на ТЭЦ придется дросселировать через РОУ, что снизит КПД источника в целом.

Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ

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

Для Мурманской ТЭЦ оба сценария имеют одинаковые мероприятия, при которых сохраняется вид топлива, модернизируется котельное оборудование с

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

2020 – 2021 гг. – текущий ремонт турбогенераторов №3 и №4;

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

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

2026 год – замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13.

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

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

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

Предусмотренные мероприятия позволят:

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

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 27.

Таблица 27 – 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

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
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 Р	1962	40 т/ч	БМ-35 Р	1962	40 т/ч
6	БМ-35 Р	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	1954	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2024	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2025	60 Гкал/ч
				Котел ст.№3	2026	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		412,2
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12

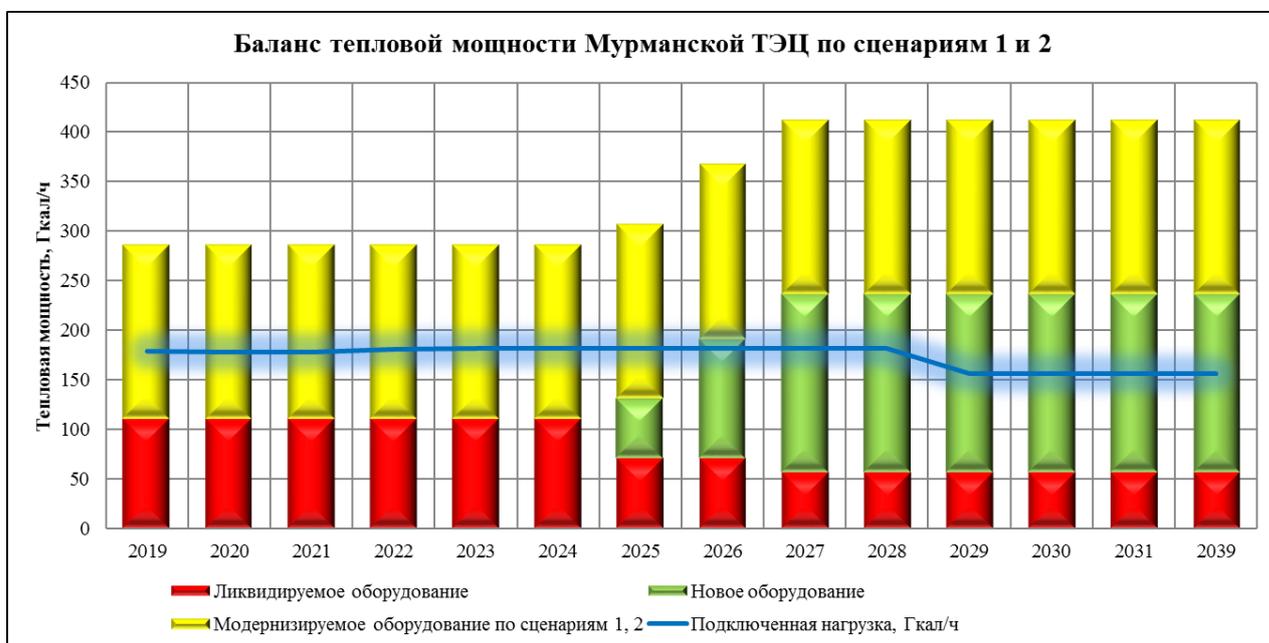


Рисунок 2. Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период разработки схемы теплоснабжения

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблицах 28 - 30.

Таблица 28 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-3039
Мероприятие				Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-58,2-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	-	-	Переключение 26,15 Гкал/ч на Восточную котельную.	-	-	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
ТФУ, РОУ	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
ПВК	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	197,1	257,1	302,2	302,2	302,2	302,2	302,2	302,2
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	253,1	252,6	252,4	252,4	252,4	252,4	271,0	324,0	363,7	363,7	363,7	363,7	363,7	363,7
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	178,7	178,3	178,3	180,4	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	155,9	155,9	155,9	155,9
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	21,5	19,4	19,4	19,8	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	19,18	19,18	19,18	19,18
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	167,1	166,6	166,4	166,4	166,4	166,4	185,0	238,0	277,7	277,7	277,7	277,7	277,7	277,7
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-33,08	-31,13	-31,31	-33,88	-35,79	-35,79	-17,15	35,80	75,55	75,55	102,65	102,65	102,65	102,65
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-19,79	-18,69	-18,81	-20,36	-21,51	-21,51	-9,27	15,04	27,20	27,20	36,96	36,96	36,96	36,96

Таблица 29 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий, млн. руб. (без НДС)

Наименование мероприятия	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1	2,61											2,61
Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6	5,88											5,88
Средний ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№4		11,32										11,32
Капитальный ремонт парового энергетического котла ГМ-50-1 ст.№7		4,57										4,57
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8		8,1										8,1
Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№3			3,74									3,74
Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№5			9,41									9,41
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9			7,1									7,1
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№2				8,32								8,32
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8				2,72								2,72
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№10				13,65								13,65
Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1					3,58							3,58
Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6					5,59							5,59
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9					7,1							7,1
Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные			15,90	34,80								50,7
Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-58,2-150 ст. №11 и ст.№12					117,41	117,41						234,812
Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13						19,43						19,43
Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13							94,91					94,906

Наименование мероприятия	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
Текущий ремонт Турбогенератора №3	0,30	6,30										6,6
Текущий ремонт Турбогенератора №4	0,30	0,30										0,6
Итого по источнику	9,09	30,59	36,15	59,49	133,676	136,836	94,906	0	0	0	0	500,738

Таблица 30 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	178,73	178,26	178,26	180,43	182,04	182,04	182,04	182,04	182,04	182,04	155,89	155,89	155,89	155,89
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	161,3	160,8	160,8	162,5	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	140,8	140,8	140,8	140,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	17,4	17,4	17,4	18,0	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	15,1	15,1	15,1	15,1
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	32,9	33,4	33,6	33,6	33,6	33,6	36,1	43,1	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	21,5	19,4	19,4	19,8	20,14	20,14	20,1	20,1	20,1	20,1	19,2	19,2	19,2	19,2
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	781,9	801,9	802,4	802,4	802,4	802,4	802,4	802,4	802,4	802,4	687,8	687,8	687,8	687,8
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	89,9	96,5	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	82,8	82,8	82,8	82,8
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	692,02	705,4	705,4	705,4	705,4	705,4	705,4	705,4	705,4	705,4	605,0	605,0	605,0	605,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	31,5	25,5	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,0	25,0	25,0	25,0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	660,5	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	580,0	580,0	580,0	580,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	161,1	160,1	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,2	160,2	160,2	160,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кг.т/Гкал	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3
Расход условного топлива	тыс. туг.	126,0	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	110,2	110,2	110,2	110,2
Мазут	тыс. туг.	126,0	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	110,2	110,2	110,2	110,2

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	182,1	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,1	182,1	182,1	182,1
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	92,7	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	81,1	81,1	81,1	81,1
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Затраты на топливо	млн руб.	1359,1	1384,9	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1188,5	1188,5	1188,5	1188,5
Мазут	млн руб.	1359,1	1384,9	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1384,8	1188,5	1188,5	1188,5	1188,5
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1963,9	1963,3	1963,3	1963,3	1963,3	1963,3	1963,3	1963,3	1963,3	1963,3	1964,5	1964,5	1964,5	1964,5

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 166,96 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 244,06 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для сценария 1, в рамках которого на ближайший период предусматривается проведение необходимого вида ремонта существующих котлов без смены используемого топлива:

2020 год

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1;
- Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6.

2021 год

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

2022 год

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

2023 год

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

2024 год

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

Также предусматривается выполнение переключения части нагрузки с Мурманской ТЭЦ:

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

Присоединение переключаемой зоны, а также перспективных потребителей, предполагается выполнить на счет строительства 2 луча от Восточной котельной до НС №7 Ду 800, что позволит снять ограничения пропускной способности существующего трубопровода Ду 700 от Восточной котельной.

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

Состав оборудования для сценария 1 и сценария 2 (до 2028г.) представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и сценария 2 (до 2028)

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

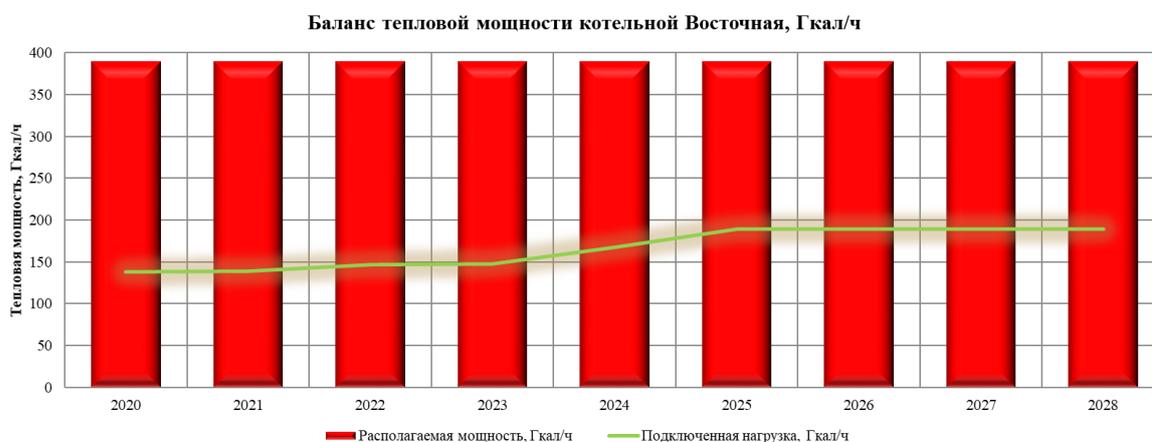


Рисунок 3. Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)

Таблица 32 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Восточной котельной по Сценарию 1 и Сценарию 2 (до 2028)

Мероприятие	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
		Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1								
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8
Тепловая мощность "нетто" ТО ТБО, Гкал/ч	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	128,0	128,0	128,7	136,8	137,3	157,3	178,9	178,9	178,9	178,9	205,1	205,1	205,1	205,1
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	14,90	14,90	15,04	16,59	16,70	20,89	25,98	25,98	25,98	25,98	26,94	26,94	26,94	26,94
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	248,8	249,2	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	121,4	121,7	120,7	111,1	110,5	86,3	59,6	59,6	59,6	59,6	32,5	32,5	32,5	32,5
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	48,78	48,85	48,46	44,61	44,36	34,64	23,92	23,92	23,92	23,92	13,04	13,04	13,04	13,04

Таблица 33 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	Итого
Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1	8,59					8,59
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	9,51					9,51
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	2,81					2,81
Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3		3,63				3,63
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5		2,324				2,324
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3			11,44			11,44
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№4			4,161			4,161
Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3				8,33		8,33
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5				4,31		4,31
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1					7,72	7,72
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6					9,76	9,76
Итого по источнику	20,91	5,954	15,601	12,64	17,48	72,58

Таблица 34 – Техничко-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:		128,0	129,4	130,1	138,2	138,7	158,7	180,3	180,3	180,3	180,3	206,5	206,5	206,5	206,5
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	112,4	112,4	113,1	118,2	118,7	130,7	150,5	150,5	150,5	150,5	173,5	173,5	173,5	173,5
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,6	15,6	15,7	18,6	18,6	26,6	28,4	28,4	28,4	28,4	31,6	31,6	31,6	31,6
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	41,2	40,8	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	14,9	14,9	15,0	16,6	16,7	20,9	26,0	26,0	26,0	26,0	26,9	26,9	26,9	26,9
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	490,9	525,0	527,4	527,4	527,4	658,2	755,1	755,1	755,1	755,1	863,6	863,6	863,6	863,6
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	73,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	51,8	55,0	55,3	55,3	55,3	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	73,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	512,1	551,0	553,1	553,1	553,1	682,4	779,3	779,3	779,3	779,3	887,8	887,8	887,8	887,8
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	24,4	26,0	26,1	26,1	26,1	36,2	45,0	45,0	45,0	45,0	46,7	46,7	46,7	46,7
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	487,6	525,0	527,0	527,0	527,0	646,2	734,3	734,3	734,3	734,3	841,1	841,1	841,1	841,1
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	159,9	153,8	153,8	153,8	153,8	156,9	158,7	158,7	158,7	158,7	160,3	160,3	160,3	160,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кг.т/Гкал	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3
Расход условного топлива	тыс. тут.	78,6	80,8	81,1	81,1	81,1	103,3	119,9	119,9	119,9	119,9	138,5	138,5	138,5	78,6
Мазут	тыс. тут.	78,6	80,8	81,1	81,1	81,1	103,3	119,9	119,9	119,9	119,9	138,5	138,5	138,5	78,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	179,1	171,8	171,8	171,8	171,8	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,6	171,6	171,6	171,6
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	57,8	59,4	59,6	59,6	59,6	75,9	88,1	88,1	88,1	88,1	101,8	101,8	101,8	101,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Затраты на топливо	млн руб.	847,3	870,2	873,9	873,9	873,9	1112,6	1291,4	1291,4	1291,4	1291,4	1491,7	1491,7	1491,7	1491,7
Мазут	млн руб.	847,3	870,2	873,9	873,9	873,9	1112,6	1291,4	1291,4	1291,4	1291,4	1491,7	1491,7	1491,7	1491,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1654,7	1579,2	1580,2	1580,2	1580,2	1630,5	1657,2	1657,2	1657,2	1657,2	1680,3	1680,3	1680,3	1680,3

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 303,0 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2039 году с учетом ввода в эксплуатацию новых объектов капитального строительства составит 324,0 Гкал/ч.

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

2020 год

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2;
- Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5;
- Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№8.

2021 год

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

2022 год

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

2023 год

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

2024 год

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

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

котлы и соответствующая инфраструктура. Полноценный перевод нагрузки на новый источник планируется осуществить в 2028 году, поэтому, до 2028 года действующую Южную котельную необходимо поддерживать в полном работоспособном состоянии. В связи с этим, для сценария 2, также, как и для сценария 1, запланирован капремонт основного оборудования.

Состав оборудования для сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 35 и 36 соответственно.

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Южной котельной для рассматриваемых сценариев представлены в таблицах 37 – 38.

Таблица 35 – Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 1

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Паровые котлы						
1	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
2	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
3	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
Водогрейные котлы						
4	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	1974	75
5	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	1974	75
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
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			461,0	Установленная мощность котельной, Гкал/ч		461,0

Таблица 36 – Перспективный состав оборудования новой угольной котельной Южная для Сценария 2

Перспективное положение на расчётный срок			
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность
Водогрейные котлы			
1	КВТК-100	2028	100
2	КВТК-100	2028	100
3	КВТК-100	2028	100
4	КВТК-100	2029	100
5	КВТК-100	2029	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			500,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			357,0*

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

Таблица 37 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	Итого
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2	4,96					4,96
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	12,88					12,88
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	3,94					3,94
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№8	2,5					2,50
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1		3,68				3,68
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5		4,29				4,29
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7		4,33				4,33
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3			4,77			4,77
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4			4,01			4,01
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6			3,13			3,13
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8			3,62			3,62
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2				5,52		5,52
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5				13,71		13,71
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1					3,74	3,74
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4					12,539	12,54
Итого по источнику	24,28	12,30	15,53	19,23	16,28	87,62

Таблица 38 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Итого
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2	4,96										4,96
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	12,88										12,88
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	3,94										3,94
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№8	2,5										2,50
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1		3,68									3,68
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5		4,29									4,29
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7		4,33									4,33
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3			4,77								4,77
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4			4,01								4,01
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6			3,13								3,13
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8			3,62								3,62
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2				5,52							5,52
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5				13,71							13,71
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1					3,74						3,74
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4					12,54						12,54
Котельное отделение								808	202		1010,0
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ								858	214		1072,0
Бак запаса воды								11	3		14,0
Приборы учета тепла								11	3		14,0
ВПУ								58	14		72,0
Закрытый расходный склад угля								195	49		244,0
Подготовка площадки под строительство								67	17		84,0
СМР котельной с дымовой трубой								752	188		940,0
Транспортировка оборудования и материалов								22	6		28,0
ПИР и экспертиза проекта								112	28		140,0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы								52	13		65,0
Первичное заполнение резервуаров и систем								0	0		0,0
Непредвиденные затраты								552	138		690,0
Итого по источнику	24,28	12,3	15,53	19,23	16,279	0	0	3498	875	0	4460,62

Таблица 39 – Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	230,9	230,9	233,0	246,7	249,0	249,5	249,5	249,5	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	202,2	202,2	204,0	213,8	215,0	215,4	215,4	215,4	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	28,72	28,72	29,01	32,88	34,03	34,18	34,18	34,18	35,10	35,10	35,10	35,10	35,10	35,10
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,58	33,79	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	19,39	19,39	19,68	21,65	21,99	22,07	22,07	22,07	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	974,0	1026,4	1025,5	1025,5	1025,5	1027,9	1027,9	1027,9	1081,5	1081,5	1081,5	1081,5	1081,5	1081,5
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	73,8	76,0	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	900,2	950,3	950,3	950,3	950,3	952,8	952,8	952,8	1006,3	1006,3	1006,3	1006,3	1006,3	1006,3
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	27,6	38,0	38,0	38,0	38,0	38,2	38,2	38,2	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	872,6	912,3	912,3	912,3	912,3	914,6	914,6	914,6	966,0	966,0	966,0	966,0	966,0	966,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	158,88	157,4	157,5	157,5	157,5	157,6	157,6	157,6	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кгу.т/Гкал	169,65	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7
Расход условного топлива	тыс. туг.	154,75	161,56	161,57	161,57	161,57	161,98	161,98	161,98	171,06	171,06	171,06	171,06	171,06	171,06
Мазут	тыс. туг.	154,75	161,56	161,57	161,57	161,57	161,98	161,98	161,98	171,06	171,06	171,06	171,06	171,06	171,06
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	171,9	170,01	170,01	170,01	170,01	170,01	170,01	170,01	169,99	169,99	169,99	169,99	169,99	169,99
Переводной коэффициент															
Мазут	туг/тнт	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	112,7	117,7	117,7	117,7	117,7	118,0	118,0	118,0	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Затраты на топливо	млн руб.	1651,6	1724,3	1724,3	1724,3	1724,3	1728,7	1728,7	1728,7	1825,6	1825,6	1825,6	1825,6	1825,6	1825,6
Мазут	млн руб.	1651,6	1724,3	1724,3	1724,3	1724,3	1728,7	1728,7	1728,7	1825,6	1825,6	1825,6	1825,6	1825,6	1825,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1834,7	1814,4	1814,4	1814,4	1814,4	1814,4	1814,4	1814,4	1814,2	1814,2	1814,2	1814,2	1814,2	1814,2

Таблица 40 – Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной Южная для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	230,9	230,9	233,0	246,7	249,0	249,5	249,5	249,5	251,9	284,9	284,9	284,9	284,9	284,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	202,17	202,17	203,96	213,83	215,00	215,37	215,37	215,37	216,76	249,8	249,8	249,8	249,8	249,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	28,72	28,72	29,01	32,88	34,03	34,18	34,18	34,18	35,10	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,6	33,8	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	19,4	19,4	19,7	21,6	22,0	22,1	22,1	22,1	22,4	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	974,0	1026,4	1025,5	1025,5	1025,5	1027,9	1027,9	1027,9	1081,5	1164,2	1164,2	1164,2	1164,2	1164,2
Собственные +хоз. нужды источника	тыс. Гкал	73,8	76,0	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	55,8	55,8	55,8	55,8	55,8
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	900,2	950,3	950,3	950,3	950,3	952,8	952,8	952,8	1006,3	1108,4	1108,4	1108,4	1108,4	1108,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	27,6	38,0	38,0	38,0	38,0	38,2	38,2	38,2	40,3	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	872,6	912,3	912,3	912,3	912,3	914,6	914,6	914,6	966,0	1066,5	1066,5	1066,5	1066,5	1066,5
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	158,88	157,41	157,55	157,55	157,55	157,58	157,58	157,58	158,17	158,17	158,17	158,17	158,17	158,17
Уголь	кгу.т/Гкал	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60
Удельный расход топлива на отпуск с коллекторов															
Мазут	кгу.т/Гкал	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7
Уголь	кгу.т/Гкал	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	153,1	161,6	161,6	161,6	161,6	162,0	162,0	162,0	171,1	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9
Мазут	тыс. тут.	153,1	161,6	161,6	161,6	161,6	162,0	162,0	162,0	171,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива															

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Мазут	тыс. т	111,5	117,7	117,7	117,7	117,7	118,0	118,0	118,0	124,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Уголь	тыс. руб./т.	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Затраты на топливо	млн руб.	1633,5	1724,3	1724,3	1724,3	1724,3	1728,7	1728,7	1728,7	1825,6	920,8	920,8	920,8	920,8	920,8
Мазут	млн руб.	1633,5	1724,3	1724,3	1724,3	1724,3	1728,7	1728,7	1728,7	1825,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	920,8	920,8	920,8	920,8	920,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1814,6	1814,4	1814,4	1814,4	1814,4	1814,4	1814,4	1814,4	1814,2	830,7	830,7	830,7	830,7	830,7

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

Котельная "Северная"

Котельная «Северная» имеет установленную мощность 367,7 Гкал/час и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского административного округа г. Мурманска и промышленной зоны. В состав котельной входит 4 водогрейных котла ПТВМ-30 и 11 паровых котлов различной производительности.

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

Пар, вырабатываемый паровыми котлами, в основном используется:

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

Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 1 для котельной «Северная» и котельной «Роста»

В соответствии с ФЗ №190 «О теплоснабжении», для потребителей котельной «Северная» предусмотрен переход на закрытую схему ГВС. Такой переход должен быть осуществлен до 2022 года. После перехода на закрытую схему ГВС ожидается сокращение объемов подпитки тепловых сетей на 75%. В рамках реализации данного перехода предусматривается выполнение следующих мероприятий:

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

- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст.№5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;
- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 8 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения).

В 2022 году на котельную «Северная» планируется переключить существующую тепловую нагрузку котельной «Роста» в размере 30,363 Гкал/ч. Такое переключение позволит котельную «Роста» вывести из эксплуатации.

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

В 2023 году – планируется вывести из эксплуатации и демонтировать паровые котлы ДКВР-25/13. Демонтаж данных котлов позволит освободить котловые ячейки для установки трех мазутных паровых котлов ДКВР-10/13 в последующие годы.

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

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

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

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

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

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен в таблице 41.

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

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

Полноценный переход на новый источник должен состояться в 2028 году.

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

2020-2022 гг.

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт;
- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст.№3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст.№1-4;
- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст.№5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;
- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;

- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 7 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения).

2022 год

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

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной «Северная» на период разработки Схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 представлен в таблице 42-43.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий при реализации Сценариев 1 и 2 непосредственно для котельной «Северная» (для второго сценария период ее функционирования до 2028 года) представлены в таблицах 44 - 45.

Таблица 41 – Состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1

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

Таблица 42 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мероприятия	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)	-	-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8).	Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5	-	Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14
	Мероприятия по переходу на закрытую схему ГВС	-	-	-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10	-	Установка парового котла ДКВР-10/13 №3	-	
Установленная мощность, Гкал/ч	367,7	367,7	389,3	321,6	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	341,2	341,2	379,3	321,6	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Водогрейные котлы	221,2	221,2	237,7	180,0	180,0	137,0	107,0	55,5	25,5
Паровые котлы	120	120	141,6	141,6	141,6	141,6	191,6	291,6	291,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	328,3	328,3	362,9	304,7	304,6	261,6	281,6	330,1	300,1
Подключенная нагрузка	149,9	149,9	174,2	179,9	181,4	181,4	181,4	181,4	181,4
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,39	16,39	35,57	36,73	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	298,3	298,3	332,9	274,7	274,6	231,6	251,6	300,1	270,1
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	132,0	132,0	123,1	58,1	56,1	13,1	33,1	81,6	51,6
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	44,3	44,3	37,0	21,1	20,4	5,7	13,2	27,2	19,1

Таблица 43 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2 (до 2028 г.)

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мероприятия	Мероприятия на источнике по переходу на закрытую схему ГВС			-	-	-	-	-	-
Установленная мощность, Гкал/ч	367,7	367,7	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	341,2	341,2	379,3	379,3	379,3	379,3	379,3	379,3	379,3
Водогрейные котлы	221,2	221,2	237,7	180,0	180,0	137,0	107,0	55,5	25,5
Паровые котлы	120	120	141,6	141,6	141,6	141,6	191,6	291,6	291,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	328,3	328,3	362,9	362,4	362,2	362,2	362,2	362,2	362,2
Подключенная нагрузка	149,9	149,9	174,2	179,9	181,4	181,4	181,4	181,4	181,4
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,39	16,39	35,57	36,73	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	298,3	298,3	332,9	332,4	332,2	332,2	332,2	332,2	332,2
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	132,0	132,0	123,1	115,8	113,8	113,8	113,8	113,8	113,8
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	44,3	44,3	37,0	34,8	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2

Таблица 44 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года) для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
Мероприятия на источнике по переходу на закрытую схему ГВС, в том числе:	9,26	164,32	21,64						195,22
Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт	4,58	94,57							99,15
Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315	1,65	15,61	17,37						34,63
Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	0	0,22	2,15						2,37
Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст№3,5	0	0,21	2,12						2,33
Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст№1,2,3,4	2,01	40,27	0						42,28
Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст.№1,2	0,18	1,82	0						2,00
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 175 кв.	0,115	1,149							1,26
Замена сетевого насоса СН-3 на ЦТП 175 кв.	0,093	0,933							1,03
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 171 кв.	0,113	1,125							1,24
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 203 кв.	0,1	1,002							1,10
Установка трех сетевых насосов на ЦТП 207 кв.	0,322	6,437							6,76
Установка водоподогревателя ГВС (элеваторный узел А. Невского)	0,097	0,97							1,07
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13					5	24			29,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30					2	50			52,00
Установка водогрейного котла Eurotherm-58						4	135		139,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58							4	135	139,00
Установка парового котла ДКВР-10/13							3	12	15,00
Итого по источнику	9,26	164,32	21,64	0,0	7,0	78,0	142,0	147,0	569,22

Таблица 45 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 (до 2028 года) для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
Мероприятия на источнике по переходу на закрытую схему ГВС, в том числе:	9,26	164,32	21,64						195,22
Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт	4,58	94,57							99,15
Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315	1,65	15,61	17,37						34,63
Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	0,0	0,22	2,15						2,37
Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст №3,5	0,0	0,21	2,12						2,33
Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст №1,2,3,4	2,01	40,27							42,28
Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст. №1,2	0,18	1,82							2,00
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 175 кв.	0,115	1,149							1,26
Замена сетевого насоса СН-3 на ЦТП 175 кв.	0,093	0,933							1,03
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 171 кв.	0,113	1,125							1,24
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 203 кв.	0,100	1,002							1,10
Установка трех сетевых насосов на ЦТП 207 кв.	0,322	6,437							6,76
Установка водоподогревателя ГВС (элеваторный узел А. Невского)	0,097	0,970							1,07
Итого по источнику	9,26	164,32	21,64	-	-	-	-	-	195,22

Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» при реализации Сценариев 1 и 2 (до 2028 года) представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Техничко-экономические показатели работы котельной "Северная" для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года)

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	151,68	151,68	151,68	175,64	180,86	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	12,94	12,94	12,94	16,32	16,86	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,39	16,39	16,39	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	639,0	639,0	639,0	749,9	767,2	771,8	771,8	771,8	771,8	771,8	771,8	771,8	771,8	771,8
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	46,2	46,2	46,2	58,2	60,1	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	588,4	588,4	588,4	687,2	702,6	706,7	706,7	706,7	706,7	706,7	706,7	706,7	706,7	706,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	58,5	58,5	58,5	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	529,9	529,9	529,9	614,1	629,5	633,6	633,6	633,6	633,6	633,6	633,6	633,6	633,6	633,6
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9
Расход условного топлива	тыс. тут.	102,8	102,8	102,8	120,6	123,4	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2
Мазут	тыс. тут.	102,8	102,8	102,8	120,6	123,4	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74	174,74
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	75,6	75,6	75,6	88,7	90,8	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
Затраты на топливо	млн руб.	1205,5	1205,5	1205,5	1414,6	1447,3	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0
Мазут	млн руб.	1205,5	1205,5	1205,5	1414,6	1447,3	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0	1456,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2048,8	2048,8	2048,8	2058,7	2060,0	2060,4	2060,4	2060,4	2060,4	2060,4	2060,4	2060,4	2060,4	2060,4

Котельная «Роста»

Котельная «Роста» расположена на севере г. Мурманска. Зоны теплоснабжения котельной «Роста» и котельная «Северная» являются смежными. Данные зоны приведены на рисунке 4.

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

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

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

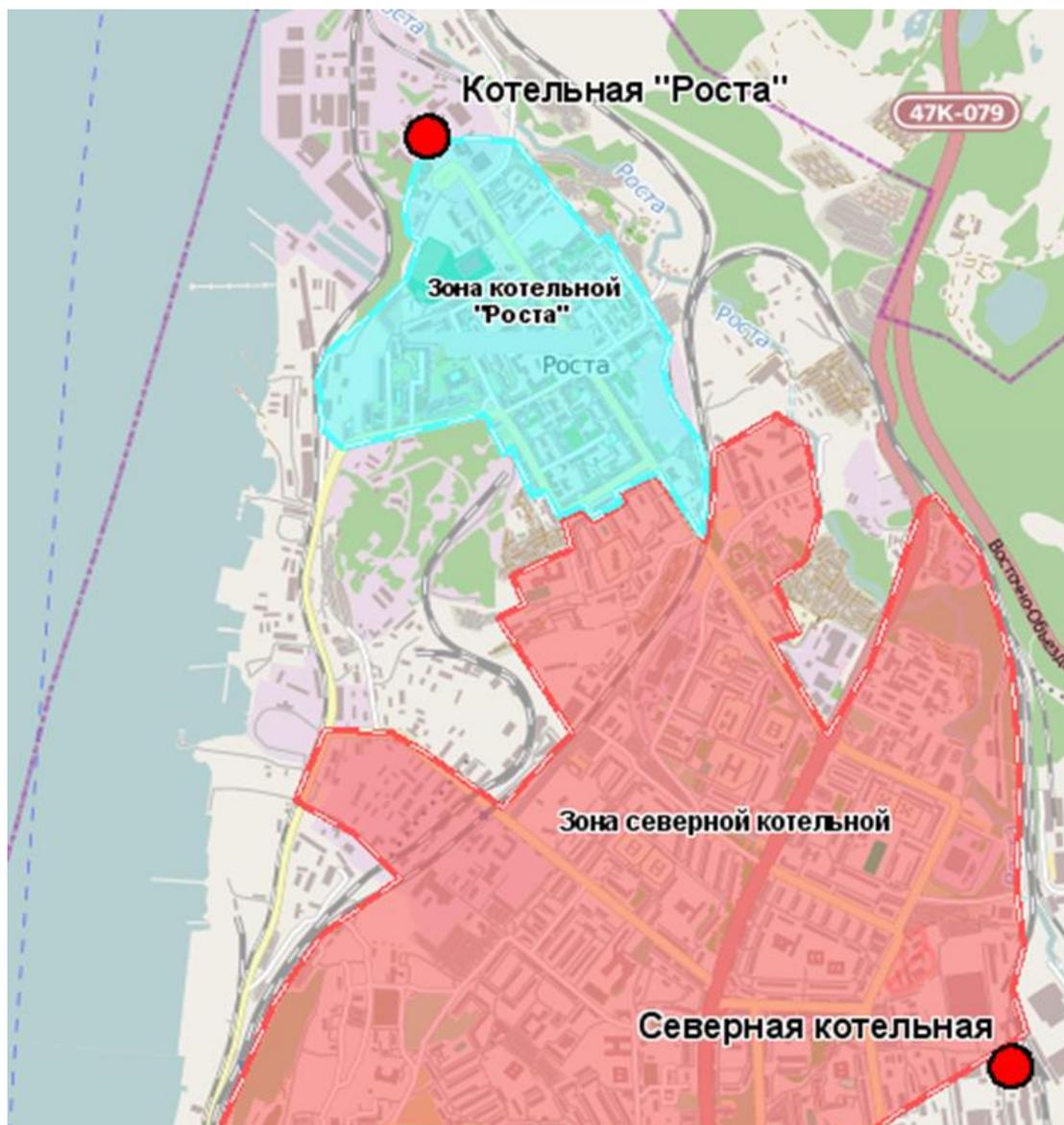


Рисунок 4. Зоны теплоснабжения котельной «Роста» и котельная «Северная»

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

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

Балансы тепловой мощности котельных «Северная» и «Роста» приведены в таблице 47, из которой видно, что при аварийном выводе из эксплуатации самого мощного котла, на котельной «Роста» образуется дефицит мощности.

Таблица 47 – Балансы тепловой мощности котельных

Наименование	Котельная «Роста»	Котельная «Северная»
Установленная мощность, Гкал/ч	60,0	367,7
Располагаемая мощность, Гкал/ч	55,16	341,19
Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	23,56	149,9
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	25,24	298,3
Резерв ("+")/ Дефицит("-"), Гкал/ч	-2,43	131,98
Резерв ("+")/ Дефицит("-"), %	-9,62	44,25

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

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

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

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 48.

Таблица 48 – Состав оборудования котельной «Роста»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы				Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная» в 2022 году		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
Паровые котлы						
3	ГМ-50-14/250	1978	30			
4	ГМ-50-14/250	1978	30			
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			60,0			
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			23,56			

Таблица 49 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» вне зависимости от Сценарных условий

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	23,27	23,27	23,27	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная».
Собственные нужды источника	Гкал/ч	2,43	2,43	2,4	
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,11	4,11	4,1	
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	104,83	104,83	104,8	
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,45	8,45	8,4	
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	96,38	96,38	96,4	
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	14,30	14,30	14,3	
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	82,1	82,1	82,1	
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии					
Мазут	кгу.т/Гкал	162,6	162,6	162,6	
Расход условного топлива	тыс. туг.	17,0	17,0	17,0	
Мазут	тыс. туг.	17,0	17,0	17,0	
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии					
Мазут	кгу.т/Гкал	176,8	176,8	176,8	
Переводной коэффициент					
Мазут	туг/тнт	1,36	1,36	1,36	
Расход натурального топлива					
Мазут	тыс. т	12,5	12,5	12,5	
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки					
Мазут	тыс. руб./т.	16,1	16,1	16,1	
Затраты на топливо	млн руб.	201,4	201,4	201,4	
Мазут	млн руб.	201,4	201,4	201,4	
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2089,5	2089,5	2089,5	

Котельная «Северная» и Восточная по 2 сценарию

Оба рассматриваемые источника – котельная «Северная» и Восточная котельная - используют мазут в качестве основного вида энергоносителя. Суммарная располагаемая мощность источников теплоснабжения составляет 757,7 Гкал/ч, суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей по договору – 356,93 Гкал/ч, усредненный коэффициент использования установленной мощности по источникам составляет 17%.

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

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

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

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

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

Строительство угольной котельной «Северная-Восточная» (только для Сценария 2)

Согласно принятому второму сценарию развития системы теплоснабжения города Мурманска, после 2026 года планируется строительство новой угольной котельной «Северная-Восточная» с переключением в 2028 году на нее нагрузки от котельных Восточная и «Северная» (включая нагрузку выводимой в 2022 году котельной «Роста»).

Объединенная зона теплоснабжения котельной «Северная-Восточная» приведена на рисунке 5.

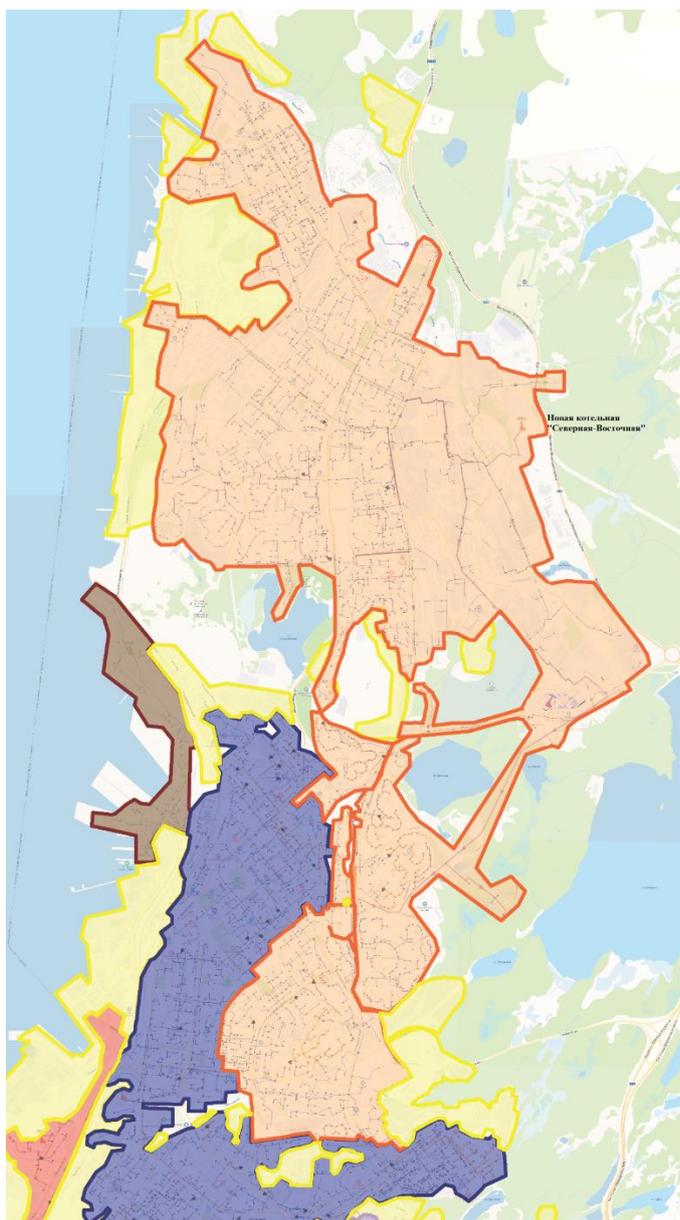


Рисунок 5. Объединенная зона теплоснабжения котельной «Северная-Восточная»

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

Состав оборудования котельной приведен в таблице 50.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий по строительству котельной «Северная-Восточная» и технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблицах 51 - 52.

Таблица 50 – Перспективный состав оборудования новой угольной котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2

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

Таблица 51 – Капитальные затраты на строительство котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

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

Источник: расчеты ВТИ, ИБ "ФИНИСТ"

Таблица 52 – Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной «Северная-Восточная»

Наименование	Единица измерения	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	362,6	388,7	388,7	388,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,0	22,0	22,0	22,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	46,5	47,4	47,4	47,4
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1507,7	1615,8	1615,8	1615,8
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	81,00	81,00	81,00	81,00
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	29,8	29,8	29,8	29,8
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал				
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	Тыс. Гкал	81,00	81,00	81,00	81,00
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	1559,0	1667,0	1667,0	1667,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	65,5	67,2	67,2	67,2
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	1493,5	1599,8	1599,8	1599,8
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии					
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	178,6	178,6	178,6	178,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов					
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	182,2	182,0	182,0	182,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	269,3	288,6	288,6	288,6
Уголь	тыс. тут.	269,3	288,6	288,6	288,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии					
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	182,2	182,0	182,0	182,0
Переводной коэффициент					
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива					
Уголь	тыс. т	349,7	374,8	374,8	374,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки					
Уголь	тыс. руб./т.	4,4	4,4	4,4	4,4
Затраты на топливо	млн руб.	1549,2	1660,3	1660,3	1660,3
Уголь	млн руб.	1549,2	1660,3	1660,3	1660,3
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	993,8	995,9	995,9	995,9

Дизельная котельная МУП «МУК»

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии от дизельной котельной микрорайона Дровяное являются затраты на топливо. Так затраты на топливо, учтенные в тарифе составляют порядка 12 млн. рублей, что составляет около 69% от НВВ. Топливная составляющая в тарифе на тепловую энергию от данной котельной на 2019 год составила 4879,2 руб./Гкал. Снижение тарифа на тепловую энергию от данной котельной может быть достигнуто в первую очередь проведением мероприятий по снижению топливной составляющей в тарифе, что в свою очередь подразумевает переход на альтернативное топливо.

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

Схемой теплоснабжения для данной котельной предлагаются следующие мероприятия:

2024 - 2025 гг.

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

Установка электродкотлов в котельной

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

В таблице 53 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток.

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

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

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

Планируется следующий режим работы котельной:

- в ночной и полупиковой зоне тарифа на электрическую энергию в работе находятся электродкотлы. Дизельные котлы находятся в горячем резерве;
- в пиковой зоне тарифа на электрическую энергию в работе находятся дизельные котлы;
- при температуре наружного воздуха ниже -9°C , в ночной и полупиковой зоне в работе находятся электродкотлы и дизельные котлы одновременно.

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

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

график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное

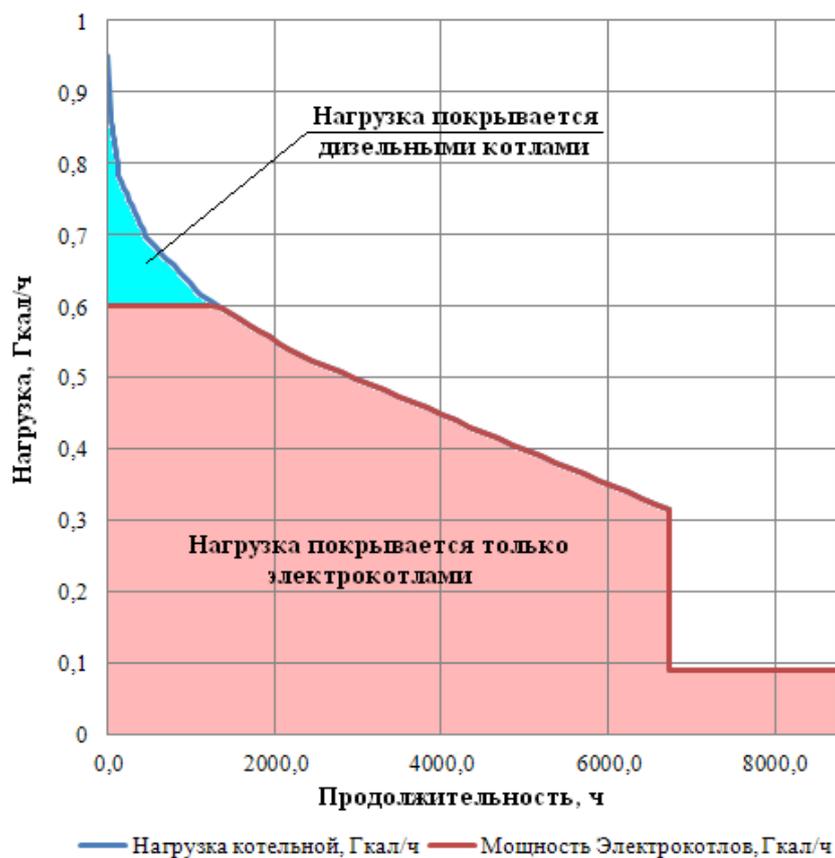


Рисунок 6. График Россандера при работе электрокотлов

В качестве нагревательных элементов электрокотлов следует рассматривать фланцевые погружные электронагреватели.

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



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



безопасным и надежным решением для технологического нагрева.

Удельная мощность для фланцевых погружных нагревателей может составлять от 0,1 до 40 Вт/см², и зависит от рабочих условий процесса (среда, расход, давление), от коэффициента теплоемкости и теплообменных свойств нагреваемой среды. Максимальная мощность, передаваемая одним фланцевым нагревателем, может достигать нескольких МВт.

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

Состав оборудования дизельной котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 54.

Таблица 54 – Состав оборудования дизельной котельной

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы						
1	GTE 521	2006	1,02 Гкал/ч	GTE 521	2024	1,02 Гкал/ч
2	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
3	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
4	-	-	-	ТЭН-300	2024	0,3 Гкал/ч
5	-	-	-	ТЭН-300	2025	0,3 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,06		Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,66
Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,828		Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,95

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

С учетом установки электродкотлов на котельной топливная составляющая в 2025 году составит 2832 руб./Гкал (в ценах 2019 года), что на 42% ниже существующего уровня. Годовая экономия на затратах на топливо составит 6 млн. рублей. Эффект от экономии ТЭР за период с 2025 по 2031 годы составит 36 млн. рублей.

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

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

Показатели работы дизельной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 55.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 56.

Таблица 55 – Показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное на период разработки Схемы теплоснабжения

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Дизель	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Дизель	кг.т/Гкал	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	0,50	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Дизель	тыс. тут.	0,50	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Электроэнергия	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Дизель	кг.т/Гкал	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
Переводной коэффициент															
Дизель	тут/тнт	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива															
Дизель	тыс. т	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Дизель	тыс. руб./т.	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83
Электроэнергия	руб./кВт*ч	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
Затраты на топливо	млн руб.	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09
Дизель	млн руб.	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92
Электроэнергия	млн руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4879,2	4879,2	4879,2	4879,2	4879,2	4879,2	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4

Таблица 56 – Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной микрорайона Дровяное, тыс. руб.

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

Угольная котельная МУП «МУК»

Основной причиной высокой себестоимости от угольной котельной района Дровяное являются расходы на оплату труда персонала. Так Фонд оплаты труда и социальные отчисления на 2019 год составят 7,3 млн. рублей, что соответствует 40% НВВ котельной и в 2,4 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 17 человек, что объясняется отсутствием какой-либо автоматизации. На угольной котельной в 2008-2011 году были установлены водогрейные котлы типа КВ. Подача топлива в данных котлах осуществляется ручным забросом топлива в топку с периодичностью 1,5-3 часа. Приток воздуха в таких котлах в подавляющем большинстве случаев регулируется ручной заслонкой, выставляемой «на глаз» кочегара. КПД таких котлов в значительной степени колеблется в зависимости от циклов подачи топлива. Условная циклическая зависимость КПД таких котлов представлена на рисунке 7.

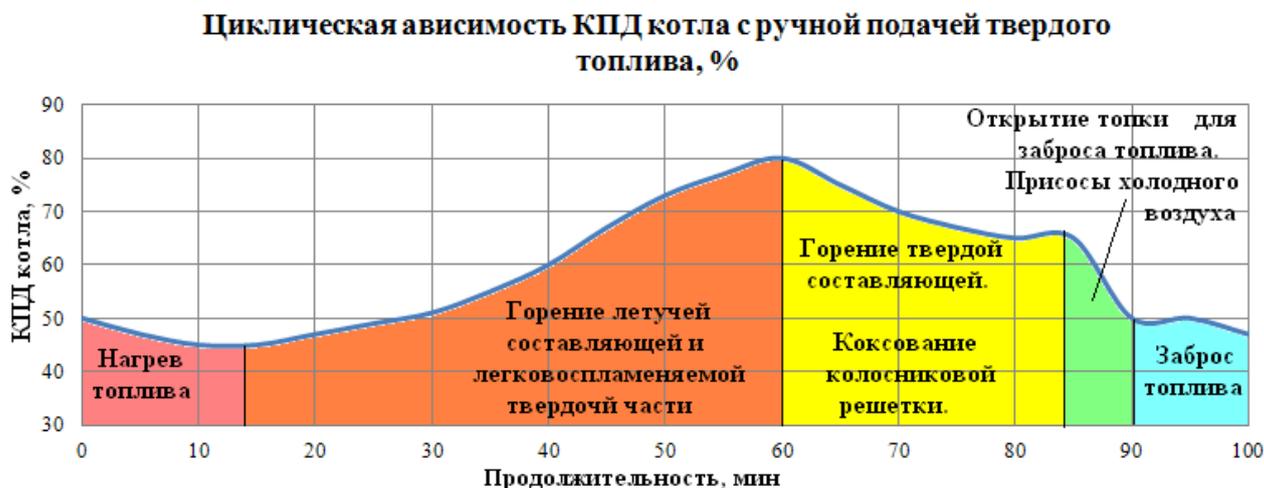


Рисунок 7. Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

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

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

Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной

Учитывая вышеописанное, в рамках сценария развития 1 и 2 схемой теплоснабжения предлагается осуществить строительство новой электрокотельной вместо существующего угольного источника района Дровяное. Мощность нового источника будет составлять 3,12 Гкал/ч. Срок реализации данного мероприятия – 2023-2025 гг.

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

Состав оборудования нового источника на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 57.

Таблица 57 – Существующий и перспективный состав оборудования котельной в районе Дровяное

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

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

Таблица 58 – Расчет капитальных вложений в мероприятия по строительству новой электростанции вместо угольной котельной

№ п/п	Марка котла	Стоимость котла	Затраты на проектно-изыскательские работы, руб.	Затраты на строительные-монтажные работы, руб.	Затраты на пуско-наладочные работы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	КЭВ 1000/10	3 150 000	315 000	945 000	472 500	1 732 500
2	КЭВ 1000/10	3 150 000	315 000	945 000	472 500	1 732 500
3	КЭВ 1600/10	3 250 000	325 000	975 000	487 500	1 787 500
					Итого	5 252 500
					Итого (с НДС 20%)	6 303 000

Затраты на строительство новой электростанции в 6,3 млн. рублей.

Топливо-энергетические показатели работы угольной котельной и новой электростанции приведены в таблице 59.

Таблица 59 – Сравнение топливо-энергетических показателей работы угольной котельной и новой электростанции в районе Дровяное

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,099	4,099
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	0,09	0,09
	то же	%	1,9	1,9
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0
4	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,02	4,02
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
	Уголь	кг.т/Гкал	455,7	
	Электроэнергия	кг.т/Гкал		144,0
6	Расход условного топлива			
	Уголь	тыс. туг.	1,9	
	Электроэнергия	тыс. туг.		0,6
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
	Уголь	кг.т/Гкал	464,5	
	Электроэнергия	кг.т/Гкал		146,8
8	Переводной коэффициент			
	Уголь	тут/тнт	0,77	
	Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч		123,0
9	Расход натурального топлива			
	Уголь	тыс. т	2,43	
	Электроэнергия	млн. кВт*ч		4,8
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Уголь	тыс. руб./т.	4,92	
	Электроэнергия	руб./кВт*ч		1,82
11	Затраты на топливо			
	Уголь	млн руб.	11,9	
	Электроэнергия	млн руб.		8,73
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Уголь	руб./Гкал	2965,8	
	Электроэнергия	руб./Гкал		2172,0

Таким образом, топливная составляющая новой электростанции составит 2172 руб./Гкал (в ценах 2019 года), что на 27% ниже уровня угольной котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит более 2 млн. рублей.

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

Таблица 60 – Техничко-экономические показатели работы угольной котельной микрорайона Дровяное

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электричество		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Уголь	кгу.т/Гкал	455,7	455,7	455,7	455,7	455,7	455,7	455,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество		144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Уголь	тыс. тут.	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Уголь	кгу.т/Гкал	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	146,79	146,79	146,79	146,79	146,79	146,79	146,79
Переводной коэффициент															
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Электричество		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива															
Уголь	тыс. т	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Уголь	тыс. руб./т.	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92
Электричество		1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
Затраты на топливо	млн руб.	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73
Уголь	млн руб.	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93							
Электричество									8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2965,8	2965,8	2965,8	2965,8	2965,8	2965,8	2965,8	2172,0	2172,0	2172,0	2172,0	2172,0	2172,0	2172,0

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 8.



Рисунок 8. Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс»

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

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

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

Для сценария 1 предполагается использование древесной щепы на котельной, начиная с 2023 г. Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-мыс (согласно расчетам разработчика ТЭО – ООО «Невтехэнерго» г. Санкт-Петербург) представлены в таблице 61.

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

Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 62. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 1 представлены в таблице 63.

Таблица 61 – Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс

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

Таблица 62 – Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс»

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

Таблица 63 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,40	0,40	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	15,00	15,00	15,00	15,00	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,41	1,41	1,41	1,41	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	50,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Древесная щепа	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	50,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	209,0	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2
Древесная щепа	кг.т/Гкал	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,0	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Мазут	тыс. туг.	3,0	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Древесная щепа	тут/тнт	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	2,2	2,2	2,2	2,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадку															
Мазут	тыс. руб./т.	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Древесная щепа	тыс. руб./т.	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Затраты на топливо	млн руб.	35,2	35,2	35,2	35,2	22,5	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Мазут	млн руб.	35,2	35,2	35,2	35,2	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2587,7	2587,7	2587,7	2587,7	1651,7	840,9	840,9	840,9	840,9	840,9	840,9	840,9	840,9	840,9

Сценарий 2

За основу сценария 2 принят вариант предложенный КИП, в рамках которого осуществить строительство электростанции «Абрам-Мыс» с технологическим присоединением на уровне напряжения ВН.

Для этого необходимо создание следующей электросетевой инфраструктуры:

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

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

Реализация проекта предполагается полностью за счет бюджетных инвестиций.

Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 65. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 66.

Таблица 64 – Требуемые инвестиции в строительство электростанции «Абрам-Мыс», тыс. руб.

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

Таблица 65 – Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2

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

Таблица 66 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59	13,59
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Мазут	тыс. туг.	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	155,7	155,7	155,7	155,7	155,7	155,7	155,7	155,7
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Электроэнергия	руб./кВт*ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Затраты на топливо	млн руб.	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Мазут	млн руб.	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2587,7	2587,7	2587,7	2587,7	2587,7	2587,7	1189,5	1189,5	1189,5	1189,5	1189,5	1189,5	1189,5	1189,5

Котельная АО «Завода ТО ТБО»

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

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

Для сценарных условий 1 и 2 предусматривается сохранение мазутной подсветки. Перевод котельной на уголь не рассматривается как технологически нереализуемый. Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной, с проведением капитального ремонта основного и вспомогательного оборудования. Сведения по мероприятиям на источнике и капитальные затраты на них представлены в таблице 67.

Таблица 67 – Состав мероприятий и капитальные затраты на них при реализации сценариев 1 и 2

Наименование	Затраты, млн. рублей			
	2020	2021	2022	2023
Капитальный ремонт парового котла ЧКД "ДУКЛА" №1, в т.ч.		156,640		
Экономайзер с заменой коллекторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.		21,740		
Пароперегреватель с заменой коллекторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.		4,920		
Экраны ДМС, изготовление. Передний, задний, промежуточный, боковые экраны. (60*4)		22,900		
Конвективная часть, с заменой коллекторов. 51*3,5		23,850		
Опускные и переводящие трубы изготовление ДМС		5,790		
Футеровка котла ДМС.		17,580		
Капитальный ремонт валковой решетки с изготовлением колосников 4500шт, ремонтом редукторов К-т 6		31,600		
Капитальный ремонт загрузочной воронки с рубашкой охлаждения		4,140		
ДМС изготовление обшивки котла с заменой наружной теплоизоляции и кирпичной кладки		8,920		
Ремонт барабана котла		0,990		
Замена газохода от котла до наружной стены с изоляцией		1,960		
ДМС изготовление экономайзерных воронок и провала шнека		1,820		
Капитальный ремонт 2-х винтового шнека с изготовлением шнеков и ремонтом редукторов		5,020		
Капитальный ремонт скребкового транспортера с изготовлением и заменой цепей, лотков и обшивки		5,410		
Капитальный ремонт парового котла ЧКД "ДУКЛА" №2, в т.ч.			166,38	
Экономайзер с заменой коллкторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.			21,74	
Пароперегреватель с заменой коллекторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.			4,92	
Экраны ДМС, изготовление. Передний, задний, промежуточный, боковые экраны. (60*4)			22,9	
Конвективная часть, с заменой коллекторов. 51*3,5			23,85	
Опускные и переводящие трубы изготовление ДМС			5,79	
Футеровка котла ДМС.			17,58	

Наименование	Затраты, млн. рублей			
	2020	2021	2022	2023
Капитальный ремонт валковой решетки с изготовлением колосников 4500шт, ремонтом редукторов К-т 6			31,6	
Капитальный ремонт загрузочной воронки с рубашкой охлаждения			4,14	
ДМС изготовление обшивки котла с заменой наружной теплоизоляции и кирпичной кладки			8,92	
Ремонт барабана котла			0,99	
Замена газохода от котла до наружной стены с изоляцией			1,96	
ДМС изготовление экономайзерных воронок			1,32	
Капитальный ремонт 2-х винтового шнека с изготовлением шнеков и ремонтом редукторов			4,02	
Капитальный ремонт скребкового транспортера с изготовлением и заменой цепей, лотков и обшивки			5,41	
Ремонт барабана котла			0,99	
Замена газохода от котла до наружной стены с изоляцией			1,96	
ДМС изготовление экономайзерных воронок			1,82	
Капитальный ремонт 2-х винтового шнека с изготовлением шнеков и ремонтом редукторов			5,02	
Ремонт (замена) воздухопроводов горячего воздуха Р=3,6т			1,45	
Наружные сети водоснабжения, канализации, системы пожаротушения и теплоснабжения, в т.ч.:		53,515		
Замена участка промышленной канализации L=160п/м Ø500		4,805		
Замена участка паропровода Ø273 заменой опор и теплоизоляции L=390п/м		18,23		
Замена участка конденсатопровода Ø133*6 L=390		4,45		
Прокладка участка паропровода Ø465*8 с монтажом опор и теплоизоляции L=390п/м		26,03		
Газоходы и дымовая труба		19,08		
Котел №1 изготовление и замена газохода: 1). от стены до эл. фильтра; 2).от эл фильтра до дымососной; 3).от дымососной до дымовой трубы. С заменой теплоизоляции.		8,94		
Котел №2 изготовление и замена газохода: 1). от стены до эл. фильтра; 2).от эл фильтра до дымососной; 3).от дымососной до дымовой трубы. С заменой теплоизоляции.		8,94		
Экспертиза безопасности дымовой трубы Н=90п/м		1,2		
Дымососы котлов №1и №2		9,6		
Изготовление и поставка роторов дымососа Д20*2 с корпусами подшипников к-т.2		5,7		
Монтаж роторов дымососов №1 и №2		2,2		
Ремонт роторов дымососов №1и №2		1,7		
Частичная замена насосного и различного теплофикационного оборудования котельной		10,802		
Приобретение и замена: сетевых насосов КМ80 2 шт.; подпиточный насос КС12/50 1 шт.; конденсатный насос К-45/30 1 шт.; питательный насос ЦНСГ 60-230 2 шт.		1,082		
Приобретение и замена подогревателей сетевой воды ПП-2-17-7-2 2 шт.; подогревателя химочищенной воды 2 шт.		3,68		
Приобретение и замена комплекта аматуры на котельное оборудование		1,12		
Приобретение и замена подогревателей первичного воздуха на котельные агрегаты №1 и №2		4,92		
Устройство перемычки газоходов между котлами		6,82		
Устройство перемычки газоходов между котлами, проект, монтаж.		6,82		
Резерв средств на непредвиденные расходы и затраты		8,93		
Всего по мероприятиям	0,0	265,384	166,380	0,0

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной и затраты, представлены в таблицах 68 - 69.

Таблица 68 – Состав оборудования котельной АО «Завод ТО ТБО»

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

Таблица 69 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Завод ТО ТБО»

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:		15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	113,94	121,99	121,99	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	40,54	40,54	40,54	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	73,40	81,45	81,45	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,45	0,45	0,45	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	72,95	81,00	81,00	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Твердое топливо (ТБО)	%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2
Расход условного топлива	тыс. туг.	15,5	16,2	16,2	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Мазут	тыс. туг.	0,53	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Твердое топливо (ТБО)	тыс. туг.	14,98	15,65	15,65	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	291,3	281,1	281,1	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	209,3	196,9	196,9	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Твердое топливо (ТБО)	тут/тнт	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	0,39	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	74,91	78,23	78,23	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадку															
Мазут	тыс. руб./т.	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
Твердое топливо (ТБО)	тыс. руб./т.	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
Затраты на топливо	млн руб.	15,0	15,9	15,9	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
Мазут	млн руб.	7,6	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Твердое топливо (ТБО)	млн руб.	7,5	7,8	7,8	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	205,0	195,4	195,4	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7

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 существующего оборудования котельной с проведением капитального ремонта парового котла ДКВР-10/13 №2.

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

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и капитальные затраты на мероприятия представлены в таблицах 70 — 72.

Таблица 70 – 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	6,6 Гкал/ч 10 т/ч	ДЕ 10/14	2000	6,6 Гкал/ч 10 т/ч
2	ДКВР 10/13	1987	6,6 Гкал/ч 10 т/ч	ДКВР 10/13	2020	6,6 Гкал/ч 10 т/ч
Водогрейные котлы						
	«Турботерм»	2003	2,322 Гкал/ч	«Турботерм»	2003	2,322 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			20,78			20,78
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			4,11			4,11

Таблица 71 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт»

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	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
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,78	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,30	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,48	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,33	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	15,16	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Мазут	тыс. туг.	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Затраты на топливо	млн руб.	44,2	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
Мазут	млн руб.	44,2	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0

Таблица 72 – Капитальные затраты на мероприятия, без НДС

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
ПИР на автоматизацию котлов, деаэраторов, капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13	2020	15000,0
Всего		15000,0

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

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

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

Для котельной №22 предусматривается сохранение мазутной зависимости.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах 73 - 75. Мероприятия по данному источнику не предусмотрены, так как отсутствуют данные по выполненным ремонтам и фактическому техническому состоянию оборудования.

Таблица 73 – Состав оборудования котельной №22

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

Таблица 74 – Капитальные затраты на мероприятия, без НДС

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

Таблица 75 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Мазут	тыс. туг.	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5
Переводной коэффициент															
Мазут	туг/тнт	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. м3	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./м3	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
Затраты на топливо	млн руб.	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
Мазут	млн руб.	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0

Котельная «Фестивальная»

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

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

Перспективный состав оборудования и технико-экономические показатели работы источника приведены в таблицах 76 - 77.

Таблица 76 – Состав оборудования котельной «Фестивальная»

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

Таблица 77 – Техничко-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	3,273	5,723	5,723	5,723	5,723	5,723	5,723	5,723	5,723	5,723	5,723	5,723	5,723	5,723
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,098	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Мазут	тыс. туг.	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. м3	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадке															
Мазут	тыс. руб./м3	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90
Затраты на топливо	млн руб.	14,00	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99
Мазут	млн руб.	14,00	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3	1871,3

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 (М100). 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 котлоагрегатов, 4 котлоагрегата ДКВР и 2 ДЕ, срок эксплуатации каждого из которых составляет около 40 лет.

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

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

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для угольной котельной, приведены в таблице 78.

Технико-экономические показатели приведены в таблице 79.

Таблица 78 – Затраты на строительство котельной ТЦ «Росляково – 1», тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Котельное отделение	2024	74000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	2024	79000
Бак запаса воды	2024	1000
Приборы учета тепла	2024	1000
ВПУ	2024	5000
Закрытый расходный склад угля	2023	18000
Подготовка площадки под строительство	2023	6000
СМР котельной с дымовой трубой	2023	69000
Транспортировка оборудования и материалов	2023	2000
ПИР и экспертиза проекта	2023	10000
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2024	5000
Первичное заполнение резервуаров и систем	2024	300
Непредвиденные затраты	2024	51000
Всего	-	321001

Таблица 79 – Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,99	4,99	4,99	4,99	4,99	4,99	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	81,87	81,87	81,87	81,87	81,87	81,87	82,62	82,62	82,62	82,62	82,62	82,62	82,62	82,62
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	10,32	10,32	10,32	10,32	10,32	10,32	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5
Уголь	кг.т/Гкал	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5
Расход условного топлива	тыс. туг.	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
Мазут	тыс. туг.	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	191,5	191,5	191,5	191,5	191,5	191,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	202,1	202,1	202,1	202,1	202,1	202,1	202,1	202,1
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. м3	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./м3	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
Уголь	тыс. руб./т.	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Затраты на топливо	млн руб.	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4
Мазут	млн руб.	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2262,1	2262,1	2262,1	2262,1	2262,1	2262,1	839,8	839,8	839,8	839,8	839,8	839,8	839,8	839,8

Угольная котельная ТЦ «Росляково Южное»

На котельной ТЦ «Росляково Южное» установлено 10 котлов, из которых 3 паровых и 7 водогрейных. Основным видом топлива является уголь. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 2,947 Гкал/ч и на рассматриваемую перспективу ее значение увеличится на 0,32 Гкал/ч.

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

Схемой теплоснабжения для данной котельной предлагаются установка на котельной электрокотлов (сценарий КИП).

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

В рамках данного мероприятия необходимо выполнить:

- Реконструкцию котельной с заменой основного и вспомогательного оборудования;
- Присоединение на уровне напряжения ВН.

Для присоединения котельной по уровню ВН необходимо построить две линии электропередач ВЛ-6 кВ от ПС 97 до котельной ориентировочной длиной 2х2,3 км. Стоимость указанных мероприятий составит 13,28 млн руб. без НДС. Предполагается финансирование создания электросетевой инфраструктуры полностью за счет бюджетных средств. При анализе эффективности проекта для бюджета учтены указанные затраты.

Реализация проекта предполагается за счет бюджетных средств.

Затраты на закупку электрокотлов и их установку оцениваются в 40,28 млн. рублей.

Показатели работы угольной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 81.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 80.

Таблица 80 – Затраты на реконструкцию угольной котельной ТЦ «Росляково Южное», тыс. руб.

Наименование	2022	2023
Создание электросетевой инфраструктуры	13280	0
Котельное отделение	4000	1000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	6	2000
Электрошитовая с сопутствующей инфраструктурой	2000	0
СМР котельной с дымовой трубой	3000	1000
ПИР и экспертиза проекта	1000	0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	1000	0
Первичное заполнение резервуаров и систем	1000	0
Непредвиденные затраты 3%	4000	1000
ВСЕГО	35280	5000

Таблица 81 – Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,94	1,94	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,09	0,09	0,10	0,10	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,28	0,28	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	9,28	9,28	10,89	10,89	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,35	0,35	0,41	0,41	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,93	8,93	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,14	1,14	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	7,79	7,79	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Уголь	кг.т/Гкал	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5	404,5
Электроэнергия	кг.т/Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,8	3,8	4,4	4,4	4,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Уголь	тыс. туг.	3,8	3,8	4,4	4,4	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Уголь	кг.т/Гкал	420,3	420,3	420,2	420,2	425,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5
Переводной коэффициент															
Уголь	тут/тнт	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива															
Уголь	тыс. т	5,2	5,2	6,1	6,1	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Уголь	тыс. руб./т.	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43
Электроэнергия	руб./кВт*ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Затраты на топливо	млн руб.	23,10	23,10	27,11	27,11	27,46	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14
Уголь	млн руб.	23,1	23,1	27,1	27,1	27,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2585,9	2585,9	2585,2	2585,2	2617,9	1157,6	1157,6	1157,6	1157,6	1157,6	1157,6	1157,6	1157,6	1157,6

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

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

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

Вне зависимости от сценарных условий, схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной «Роста» с переключением существующих нагрузок на котельную «Северная» в 2022 году.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей приведены в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2019 по 2039 г.

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

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

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

Основными эффектами от реализации этих проектов являются:

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

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

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

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

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

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

Таблица 82 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 в разрезе ТСО

АО «Мурманская ТЭЦ»															
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2039	Всего
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	19,77	0,0	0,0	0,0	0,0	29,77
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	71,35	214,04	0,0	0,0	0,0	285,39
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,69	92,06	0,0	0,0	0,0	122,75
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	121,80	306,10	0,0	0,0	0,0	437,90
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	24,36	61,22	0,0	0,0	0,0	87,58
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	146,16	367,32	0,0	0,0	0,0	525,48

6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах муниципального образования, городского округа 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 83.

Таблица 83 – Состав группы проектов №2 для развития схемы теплоснабжения

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
Мурманская ТЭЦ										
т/п 1204	Малозэтажная жилая застройка по пр. Кирова	9,89	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	342,01	2022
УТ-П-46	УТ-П-45	32,85	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1335,51	2022
УТ-П-46	ул. Горького 2/12	38,41	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1561,55	2022
УТ-П-45	ул. Горького 2/12	38,18	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1552,20	2022
Тк-4/9	Многоэтажная жилая застройка по ул.Фрунзе	50,53	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	2054,29	2023
т/п 440	Драмтеатр, Ленина, 49	57,43	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	2509,20	2023
ТК-37/1а	Кинотеатр "Родина"	31,99	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	1397,69	2022
УТ-П-16	ОАО "РЖД"	138,83	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	6065,69	2023
УТ-П-47	УТ-П-46	30,75	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	1530,27	2022
УТ-П-15	Школа на 500 мест	36,45	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	1813,93	2022
Восточная котельная										
УТ-П-44	Реконструкция незавершенного строительством здания со строительств	223,48	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	9764,17	2022
УТ 173	Для многоэтажной застройки	302,73	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	13226,72	2025
УТ-П-21	Для многоэтажной застройки	176,77	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	7723,34	2025
ТК-9в	ООО «Берелех»	100,07	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	4979,97	2025
УТ-П-14	Школа в районе улиц Скальная – Маклакова	79,14	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	43703,85	1,15	1,02	1,06	4300,51	2022
УТ-П-20	Для многоэтажной застройки	39,57	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	43703,85	1,15	1,02	1,06	2150,25	2025
УТ-П-21	Для многоэтажной застройки	29,34	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	43703,85	1,15	1,02	1,06	1594,35	2025
ТК-П2	Многоэтажные ж/д	143,51	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,15	1,02	1,06	9047,40	2022

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
УТ-П-21	Для многоэтажной застройки	46,75	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,15	1,02	1,06	2947,29	2025
ТК-25	МФК (Плазма) 2я очередь	101,17	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,15	1,02	1,06	6378,13	2022
УТ-П-20	УТ-П-21	286,63	0,25	Подземная, в непроходных каналах канальная	60273,10	1,15	1,02	1,06	21480,73	2025
ТК-110/2	Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка	411,15	0,3	Подземная, в непроходных каналах канальная	63511,90	1,15	1,02	1,06	32468,28	2024
УТ-П-18	ГУ «УКС СФ» Для многоэтажной застройки	72,48	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	3166,76	2021
Южная котельная										
Тк-93/3а	Финансовая организация с розничной торговлей	33,67	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	1164,36	2021
т/п 1571	Спартака, 11 Перспектива	50,21	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	1736,33	2022
ТК-18	УТ-П-43	31,69	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	1095,88	2021-2023
УТ-П-43	ТК-19	44,9	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	1552,71	2021-2023
УТ-П-42	ТК-22	33,46	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	1157,09	2021-2023
УТ-П-27	УТ-П-26	68,08	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	2354,30	2021-2023
УТ-П-9	УТ-П-25	51,29	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	1773,68	2021-2023
УТ-П-10	УТ-П-11	25,65	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	887,01	2027
УТ-П-11	Нежилое	15,53	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	537,05	2027
УТ-П-11	ул. Бондарная д.28	21,58	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	746,27	2027
УТ-П-28	УТ-П-27	23,82	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	823,73	2021-2023
УТ-П-28	УТ-П-25	174,21	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	6024,43	2021-2023
ТК-4/3	Для малоэтажной застройки ООО «Старвэй»	117,95	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	4078,88	2021
63а	Среднеэтажные ж/д	130,59	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	5309,11	2023
УТ-П-26	МЖД-2	29,61	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1203,79	2021-2023

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
УТ-П-25	ТК-18	98,48	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	4003,68	2021-2023
УТ-П-10	УТ-П-43	107,58	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	4373,64	2021-2023
УТ-П-43	МЖД-1	90,75	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	3689,42	2021-2023
ТК-19	ж/д	12,53	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	509,40	2021-2023
УТ-П-40	Предприятие торговли	19,48	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	791,96	2021-2023
УТ-П-38	МЖД-14	10,91	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	443,54	2021-2023
УТ-П-50	МЖД-12	15,95	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	648,44	2021-2023
УТ-П-37	МЖД-12	16,99	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	690,72	2021-2023
УТ-П-37	МЖД-11	38,32	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1557,89	2021-2023
УТ-П-34	МЖД-6	15,91	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	646,82	2021-2023
УТ-П-32	МЖД-7	15,76	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	640,72	2021-2023
УТ-П-32	УТ-П-13	39,56	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1608,30	2021-2023
УТ-П-13	МЖД-8	15,43	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	627,30	2021-2023
УТ-П-31	УТ-П-29	23,65	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	961,49	2021-2023
УТ-П-29	МЖД-4	25,26	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1026,94	2021-2023
УТ-П-27	МЖД-3	23,72	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	964,33	2021-2023
УТ-П-2	МЖД-13	33,27	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1352,58	2021-2023
УТ-П-3	МЖД-17	16,71	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	679,34	2021-2023
УТ-П-4	МЖД-18	20,45	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	831,39	2021-2023
УТ-П-5	МЖД-16	19,06	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	774,88	2021-2023
УТ-П-5	МЖД-15	48,3	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1963,63	2021-2023
УТ-П-7	МЖД-5	7,32	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	297,59	2021-2023

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
УТ-П-25	УТ-П-10	23,58	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	958,64	2021-2023
УТ-П-25	УТ-П-26	84,49	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	3434,92	2021-2023
УТ-П-29	УТ-П-28	47,89	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1946,96	2021-2023
УТ-П-29	УТ-П-28	47,93	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1948,58	2021-2023
ТК-22	ТК-22а	43,03	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1749,38	2022
ТК-22а	Детские сады	8,41	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	341,91	2022
УТ-П-13	Нежилое здание	41,06	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	1669,29	2022
Тк-11	ул. Шевченко	61,57	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	32697,00	1,15	1,02	1,06	2503,12	2022
т/п 690	Объект спортивного назначения ул. Копытова, д. 36	127,04	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	5550,57	2021
т/п 2383	Кольский, 172а	78,99	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	3451,19	2022
УТ-П-50	УТ-П-37	16,22	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	708,68	2021-2023
УТ-П-4	УТ-П-5	15,93	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	696,01	2021-2023
УТ-П-9	МЖД-19, 20	85,37	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	3729,94	2021-2023
т/п 1561/1	УТ-П-36	47,2	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	2062,24	2021-2023
ТК-74/ЗБ	ООО «Аванта»	57,53	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	2513,57	2022
ТК-8г	ОАО «Мурманск-промстрой»	104,6	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	4570,13	2022
УТ 19	Детский сад на 80 мест	13,54	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	673,82	2022
т/п 1017	Строительство детского сада на 190 мест в районе домов № 31, 32	84,17	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	4188,71	2024
УТ-П-48	Пограничное управление ФСБ РФ - 1 этап	39,33	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	1957,25	2021
УТ-П-48	Пограничное управление ФСБ РФ - 2 этап	47,81	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	2379,26	2022
ТК-28	«Быстровозводимый спортивный комплекс с	58,11	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	2891,84	2023

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
	плавательным бассейном»									
ТК-18	ЗА	1,2	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	59,72	2021-2023
ЗА	ж/д	11,66	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	580,26	2021-2023
УТ-П-39	УТ-П-38	21,42	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	1065,96	2021-2023
УТ-П-38	УТ-П-50	55,56	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	2764,94	2021-2023
УТ-П-33	УТ-П-32	12,86	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	639,98	2021-2023
УТ-П-33	УТ-П-31	136,06	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	6771,01	2021-2023
УТ-П-2	УТ-П-3	37,2	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	1851,25	2021-2023
УТ-П-3	УТ-П-4	18,93	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	942,05	2021-2023
УТ-П-35	УТ-П-7	34,85	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	1734,31	2021-2023
УТ-П-7	УТ-П-25	195,75	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	9741,47	2021-2023
УТ-П-1	УТ-П-9	108,89	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40023,85	1,15	1,02	1,06	5418,90	2021-2023
УТ-П-35	УТ-П-34	64,92	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	41147,83	1,15	1,02	1,06	3321,46	2021-2023
УТ-П-34	УТ-П-33	45,1	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	41147,83	1,15	1,02	1,06	2307,42	2021-2023
УТ-П-35	УТ-П-1	69,86	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	41147,83	1,15	1,02	1,06	3574,20	2021-2023
УТ-П-1	УТ-П-2	23,58	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	41147,83	1,15	1,02	1,06	1206,41	2021-2023
УТ 55	Многофункциональный комплекс "Северное нагорное" (3 очередь)	144,94	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	43703,85	1,15	1,02	1,06	7876,11	2022
УТ 58/1	УТ-П-48	23,83	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	43703,85	1,15	1,02	1,06	1294,93	2021-2023
задвижка ТК-14	УТ-П-40	228,82	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	43703,85	1,15	1,02	1,06	12434,19	2021-2023
УТ-П-36	УТ-П-41	27,09	0,175	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,15	1,02	1,06	1707,85	2021-2023
УТ-П-41	УТ-П-35	10,24	0,175	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,15	1,02	1,06	645,57	2021-2023

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
УТ-П-40	УТ-П-42	32,41	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,15	1,02	1,06	2043,25	2021-2023
УТ-П-42	УТ-П-39	42,11	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,15	1,02	1,06	2654,77	2021-2023
УТ-П-39	УТ-П-36	11	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,15	1,02	1,06	693,48	2021-2023
УТ	задвижка ТК-14	158,98	0,614	Подземная, в непроходных каналах канальная	0,00	1,15	1,02	1,06	0,00	2021-2023
Тк-72/4	Для многоэтажной застройки (Кольский, д. №19)	77,79	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	3398,76	2022
106/2А	Среднеэтажные ж/д	47,48	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	1641,93	2023
Тк-2	Для среднеэтажной застройки	219,25	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	27812,42	1,15	1,02	1,06	7581,97	2023
Котельная «Северная»										
УТ-1	Булдаков Валерий Николаевич	96,2	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	4203,12	2022
т/п 14	ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007) Для объектов жилой застройки	111,69	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	4879,90	2024
ТК-115	Для многоэтажной застройки ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007)	32,51	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	35139,28	1,15	1,02	1,06	1420,41	2024
т/п 1335	Булдаков Валерий Николаевич	47,47	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	41147,83	1,15	1,02	1,06	2428,68	2022

Группа проектов №2 включает следующие проекты:

- присоединение объектов к тепловым сетям Мурманской ТЭЦ (до выполнения мероприятий по снятию технических ограничений, новые подключения возможны только по переуступке права на использование тепловой мощности потребителей);
- присоединение объектов Первомайского округа к тепловым сетям Южной котельной;
- присоединение объектов Октябрьского округа к тепловым сетям Восточной котельной;
- присоединение объектов Ленинского округа к тепловым сетям котельной «Северная» и котельной ТЦ «Росляково-1».

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

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №2 приведены в таблице 84. Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят 362,125 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2021 – 2027 гг.

Таблица 84 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО

АО «Мурманская ТЭЦ»															
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	4263,3	8067,8	5088,3	2491,8	3677,6	0,0	147,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23736,3
Оборудование	тыс. руб.	0,0	40875,3	77350,9	48784,7	23890,0	35259,6	0,0	1414,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	227574,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	17580,8	33269,2	20982,7	10275,3	15165,4	0,0	608,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	97881,7
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	62719,4	118687,8	74855,6	36657,0	54102,7	0,0	2170,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	349192,9
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0,0	12543,9	23737,6	14971,1	7331,4	10820,5	0,0	434,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	69838,6
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	75263,3	142425,4	89826,8	43988,4	64923,2	0,0	2604,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	419031,5
АО «МЭС»															
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0,0	450,8	0,0	428,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	879,1
Оборудование	тыс. руб.	0	0,0	4322,1	0,0	4106,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8428,1
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0,0	1858,9	0,0	1766,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3625,0
Наименование работ/статьи затрат	тыс. руб.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	6631,8	0	6300,3	0	0	0	0	0	0	0	0	12932,1
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0	0,0	1326,4	0,0	1260,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2586,4
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0,0	7958,2	0,0	7560,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15518,5

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

Участки тепловых сетей системы теплоснабжения, которые обеспечивают поставку тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при выполнении условий надёжности теплоснабжения и их характеристики, приведены в таблице 85.

Таблица 85 – Перемычки между источниками

Наименование участка	Длина, м	Диаметр (условный) подающего тр-да, мм	Диаметр (условный) обратного тр-да, мм	Год прокладки	Вид прокладки	Примечание
ТК-72/3 – ТК-72/3а	20	350	350	1971	Подземная канальная	Задвижки в тепловой камере ТК-72/3а являются границей раздела между Южной котельной и Мурманской ТЭЦ
ТК-110/2 – ТК-112	100	400	400	1988	Подземная канальная	Задвижки в тепловой камере ТК-112 являются границей раздела между Восточной котельной и Мурманской ТЭЦ
Тк 1 перемычка ВК и Мурманской ТЭЦ - отв. гр-ца раздела ВК и Мурманской ТЭЦ	120	600	600	1988	Подземная канальная	Задвижки на перемычке являются границей раздела между Восточной котельной и Мурманской ТЭЦ

Через участки, приведённые в таблице выше, проходят границы раздела между источниками АО «Мурманская ТЭЦ». Согласно существующим режимам работы тепловых сетей задвижки на границы раздела источников находятся в закрытом положении.

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

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

На сегодняшний день тепловой мощности Мурманской ТЭЦ недостаточно для покрытия нагрузки существующих потребителей тепловой энергии. Развитие города, увеличение жилой и социальной застройки к 2039-му году приведёт к ещё большему дефициту на источнике. Для того чтобы обеспечить тепловой энергией существующих и новых потребителей города необходимо выполнить модернизацию установленного оборудования и провести переключение на тепловых сетях, вследствие чего, часть подключенной нагрузки в размере 26,15 Гкал/ч от Мурманской ТЭЦ присоединится к Восточной котельной.

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

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

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

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

Согласно Сценарию 1, группа проектов включает следующие мероприятия:

- переключение потребителей от котельной «Роста» к тепловым сетям котельной "Северная", с последующим закрытием котельной «Роста»;
- переключение потребителей котельной ТЦ «Росляково-1» на новую котельную ТЦ «Росляково-1».

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

- перекладка участка тепломагистрали от узла установки расходомеров в районе котельной до ТК-201д с Ду400мм на Ду500мм протяженностью 829 м;
- перекладка участка тепломагистрали от ТК-244 до насосной станции ЦТП 207 квартала с Ду350мм на Ду400мм протяженностью 1073 м;
- реконструкция насосной станции ЦТП 207 квартала с увеличением производительности до 750,0 т/ч на обратном трубопроводе и напором 30,0 м;

На котельной «Северная»:

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

Согласно КИП, новая угольная котельная ТЦ «Росляково-1» будет располагаться на новой площадке. Для переключения всей нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» на новую котельную необходимо построить магистральный участок тепловой сети длиной 1,488 км Ду400 мм.

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

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

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

Состав группы проектов № 5 "Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных" приведён в таблицах 86–87.

Таблица 86 – Состав группы проектов №5 для Сценария 1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
Котельная Северная, котельная "Роста"													
ТК-67	ТК-68	75	0,207	0,25	Подземная, в непроходных каналах	60273,10	1,15	1,02	1,06	5620,68	1686,20	7306,88	2022
ЗА 68	ТК-60	130	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	11313,06	3393,92	14706,98	2022
ТК-208	ТК-209	69	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	6004,62	1801,39	7806,01	2022
ТК-106	ТК-107	37,37	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	3252,07	975,62	4227,69	2022
ТК-60	ТК-61	22	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	1914,52	574,36	2488,87	2022
ТК-61	ТК-62	162	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	14097,81	4229,34	18327,16	2022
ТК-62	ТК-63	40	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	3480,94	1044,28	4525,22	2022
ТК-63	УТ 97	60	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	5221,41	1566,42	6787,84	2022
ТК-5	ТК-6	110	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	10458,54	3137,56	13596,11	2022
ТК-6	Регулятор давления	140	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	13310,87	3993,26	17304,13	2022
ТК-7	ЗА 37	69	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	6560,36	1968,11	8528,47	2022
ТК-8	ТК-9	91	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	8652,07	2595,62	11247,69	2022
ТК-9	ТК-10	99	0,412	0,5	Подземная, в непроходных	76467,10	1,15	1,02	1,06	9412,69	2823,81	12236,50	2022

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
					каналах								
Пав.	ТК-201д	6	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	570,47	171,14	741,61	2022
т/п 1522	т/п 2229	66	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	6275,13	1882,54	8157,66	2022
т/п 1523	т/п 1524	101,46	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	9646,58	2893,97	12540,55	2022
т/п 1524	К-1	167	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	15877,97	4763,39	20641,36	2022
К-1	К-2	72	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	6845,59	2053,68	8899,27	2022
К-2	Пав.	340	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	32326,41	9697,92	42024,33	2022
т/п 2229	т/п 1523	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	3422,80	1026,84	4449,63	2022
Регулятор давления	ТК-7	1	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	95,08	28,52	123,60	2022
Регулятор давления	т/п 1522	33,5	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	3185,10	955,53	4140,63	2022
Котельная ТЦ "Росляково-1"													
УТ1/1	УТ1	74,11	0,2	0,2	Надземная	17233,23	1,15	1,02	1,06	1587,99	-	-	2023-2024
УТ1/1	ТК1	59,3	0,4	0,4	Надземная	27045,82	1,15	1,02	1,06	1994,15	-	-	2023-2024
Котельная ТЦ "Росляково-1"	ТК1-П	61,69	0,5	0,5	Надземная	30025,00	1,15	1,02	1,06	2303,04	-	-	2023-2024
ТК1-П	УТ1/1	1820,34	0,5	0,5	Надземная	30025,00	1,15	1,02	1,06	67957,81	-	-	2023-2024

Таблица 87 – Состав группы проектов №5 для Сценария 2

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
Котельная Северная, котельная "Роста"													
ТК-67	ТК-68	75	0,207	0,25	Подземная, в непроходных каналах	60273,10	1,15	1,02	1,06	5620,68	1686,20	7306,88	2022
ЗА 68	ТК-60	130	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	11313,06	3393,92	14706,98	2022
ТК-208	ТК-209	69	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	6004,62	1801,39	7806,01	2022
ТК-106	ТК-107	37,37	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	3252,07	975,62	4227,69	2022
ТК-60	ТК-61	22	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	1914,52	574,36	2488,87	2022
ТК-61	ТК-62	162	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	14097,81	4229,34	18327,16	2022
ТК-62	ТК-63	40	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	3480,94	1044,28	4525,22	2022
ТК-63	УТ 97	60	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	69989,50	1,15	1,02	1,06	5221,41	1566,42	6787,84	2022
ТК-5	ТК-6	110	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	10458,54	3137,56	13596,11	2022
ТК-6	Регулятор давления	140	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	13310,87	3993,26	17304,13	2022
ТК-7	ЗА 37	69	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	6560,36	1968,11	8528,47	2022
ТК-8	ТК-9	91	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	8652,07	2595,62	11247,69	2022

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
ТК-9	ТК-10	99	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	9412,69	2823,81	12236,50	2022
Пав.	ТК-201д	6	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	570,47	171,14	741,61	2022
т/п 1522	т/п 2229	66	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	6275,13	1882,54	8157,66	2022
т/п 1523	т/п 1524	101,46	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	9646,58	2893,97	12540,55	2022
т/п 1524	К-1	167	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	15877,97	4763,39	20641,36	2022
К-1	К-2	72	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	6845,59	2053,68	8899,27	2022
К-2	Пав.	340	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	32326,41	9697,92	42024,33	2022
т/п 2229	т/п 1523	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	3422,80	1026,84	4449,63	2022
Регулятор давления	ТК-7	1	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	95,08	28,52	123,60	2022
Регулятор давления	т/п 1522	33,5	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	76467,10	1,15	1,02	1,06	3185,10	955,53	4140,63	2022
Котельная ТЦ "Росляково-1"													
УТ1/1	УТ1	74,11	0,2	0,2	Надземная	17233,23	1,15	1,02	1,06	1587,99	-	-	2023-2024
УТ1/1	ТК1	59,3	0,4	0,4	Надземная	27045,82	1,15	1,02	1,06	1994,15	-	-	2023-2024
Котельная ТЦ "Росляково-1"	ТК1-П	61,69	0,5	0,5	Надземная	30025,00	1,15	1,02	1,06	2303,04	-	-	2023-2024
ТК1-П	УТ1/1	1820,34	0,5	0,5	Надземная	30025,00	1,15	1,02	1,06	67957,81	-	-	2023-2024
Н.О.													
Новая кот Северная-Восточная	ТК1п	700,65	1	1	Подземная, в непроходных каналах	108855,10	1,15	1,02	1,06	94831,75	-	-	2026-2028

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
ТК1п	кот.Северная	137,65	0,8	0,8	Подземная, в непроходных каналах	95899,90	1,15	1,02	1,06	16413,39	-	-	2026-2028
ТК1п	Восточная	2491,5	0,8	0,8	Подземная, в непроходных каналах	95899,90	1,15	1,02	1,06	297086,50	-	-	2026-2028
Южная кот.	НС Южная	7048,92	1	1	Подземная, в непроходных каналах	108855,10	1,15	1,02	1,06	954059,02	-	-	2026-2028

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 88 - 91. Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 304,65 млн. руб. и по второму – 1667,042 млн.руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2022 – 2028 гг.

Таблица 88 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	15689,1	2509,7	2509,7	0	0	0	0	0	0	0	0	20708,6
Оборудование	тыс. руб.	0	0	150421,6	24062,4	24062,4	0	0	0	0	0	0	0	0	198546,3
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	64697,5	10349,4	10349,4	0	0	0	0	0	0	0	0	85396,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	230808,2	36921,5	36921,5	0	0	0	0	0	0	0	0	304651,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	46161,6	7384,3	7384,3	0	0	0	0	0	0	0	0	60930,2
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	276969,8	44305,8	44305,8	0	0	0	0	0	0	0	0	365581,4

Таблица 89 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 1

АО «МЭС»															
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	15689,1	2509,7	2509,7	0	0	0	0	0	0	0	0	20708,6
Оборудование	тыс. руб.	0	0	150421,6	24062,4	24062,4	0	0	0	0	0	0	0	0	198546,3
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	64697,5	10349,4	10349,4	0	0	0	0	0	0	0	0	85396,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	230808,2	36921,5	36921,5	0	0	0	0	0	0	0	0	304651,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	46161,6	7384,3	7384,3	0	0	0	0	0	0	0	0	60930,2
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	276969,8	44305,8	44305,8	0	0	0	0	0	0	0	0	365581,4

Таблица 90 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	15689	2510	2510	0	46304	43157	0	0	0	0	0	110169,3
Оборудование	тыс. руб.	0	0	150422	24062	24062	0	0	443947	413769	0	0	0	0	1056262,2
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	64697	10349	10349	0	0	190945	177965	0	0	0	0	454306,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	230808	36921	36921	0	46304	681195	634891	0	0	0	0	1667042,0
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	46162	7384	7384	0	9261	136239	126978	0	0	0	0	333408,4
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	276970	44306	44306	0	55565	817434	761870	0	0	0	0	2000450,3

Таблица 91 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
АО «МЭС»															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	15689,1	2509,7	2509,7	0	0	0	0	0	0	0	0	20708,6
Оборудование	тыс. руб.	0	0	150421,6	24062,4	24062,4	0	0	0	0	0	0	0	0	198546,3
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	64697,5	10349,4	10349,4	0	0	0	0	0	0	0	0	85396,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	230808,2	36921,5	36921,5	0	0	0	0	0	0	0	0	304651,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	46161,6	7384,3	7384,3	0	0	0	0	0	0	0	0	60930,2
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	276969,8	44305,8	44305,8	0	0	0	0	0	0	0	0	365581,4
Н.О.															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	46304,1	43156,6		0	0	0	0	89460,7
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	443946,5	413769,4	0	0	0	0	857715,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	190944,7	177965,3	0	0	0	0	368910,1
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	0,0	0	0	0	46304,1	681195,3	634891,3	0	0	0	0	1362390,8
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	9260,8	136239,1	126978,3	0	0	0	0	272478,2
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	55564,9	817434,4	761869,6	0	0	0	0	1634868,9

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

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

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

Затраты на реализацию данных мероприятий учтены по соответствующим группам проектов.

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

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

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

Перечень перспективных потребителей тепловой энергии г. Мурманск на конец расчётного периода (2039 год) представлен в Главе 2 Обосновывающих материалов.

По результатам гидравлического моделирования, существующие тепловые сети имеют достаточный резерв пропускной способности для обеспечения дополнительного расхода теплоносителя при присоединении перспективной тепловой нагрузки, за исключением нескольких участков от котельной ТЦ «Росляково-1».

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

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят 43,4 млн. руб. Проекты предполагаются к реализации в течение 2022 г.

Таблица 92 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 в разрезе ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	2953,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	2953,0
Оборудование	тыс. руб.	0	0	28311,8	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	28311,8
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	12177,1	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	12177,1
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	43441,9	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	43441,9
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	8688,4	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	8688,4
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	52130,2	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	52130,2

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

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

Объемы реконструкции ветхих тепловых сетей в течение расчетного периода разработки 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 разработки Схемы теплоснабжения участки тепловых сетей, исчерпавших эксплуатационный ресурс, будут ликвидированы в полном объеме. Минимально необходимый объем переключений тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения рассмотрен в Главе 11 Обосновывающих материалов «Оценка надежности теплоснабжения».

В таблице 93 представлены сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для АО «Мурманская ТЭЦ». В таблице приведены планируемые мероприятия на магистральных сетях по каждому участку. Следует отметить, что в эксплуатационной ответственности данной ТСО находятся преимущественно магистральные тепловые сети от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных. Следовательно, переключенка тепловых сетей данной организации является первостепенной задачей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей г. Мурманска.

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

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

- магистральные и распределительные сети от котельных: «Северная», «Абрам-Мыс» и «Роста», ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное».

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

Таблица 93 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для участков эксплуатационной ответственности АО

«Мурманская ТЭЦ»

Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр труб-да, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итоговая стоимость строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы, тыс.руб.	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Предполагаемый период проведения реконструкции
Мурманская ТЭЦ												
МТЭЦ-ТК-2/1	238,00	0,500	Подземная канальная	1990	76467,10	1,15	1,02	1,06	22628,48	6788,55	29417,03	2020-2025
ТК-24/1-ТК-35/1	338,00	0,400	Подземная канальная	1984	69989,50	1,15	1,02	1,06	29413,96	8824,19	38238,15	2020-2025
ТК-41/1-ТК-49/1	168,00	0,400	Подземная канальная	1988	69989,50	1,15	1,02	1,06	14619,96	4385,99	19005,94	2020-2025
ТК-49/1-ТК-52/1	191,00	0,400	Подземная канальная	1988	69989,50	1,15	1,02	1,06	16621,50	4986,45	21607,95	2020-2025
ТК-52/1-ТК-57/1	156,00	0,400	Подземная канальная	1988	69989,50	1,15	1,02	1,06	13575,67	4072,70	17648,37	2020-2025
ТК-57/1-ТК-61/1	267,00	0,200	Подземная канальная	1988	50703,48	1,15	1,02	1,06	16832,67	5049,80	21882,47	2020-2025
ТК-57/1-ТК-92/1	362,00	0,400	Подземная канальная	1990	69989,50	1,15	1,02	1,06	31502,52	9450,76	40953,28	2020-2025
ТК-92/1-ТК-97/1	621,00	0,500	Подземная канальная	1990	76467,10	1,15	1,02	1,06	59043,23	17712,97	76756,20	2020-2025
ТК-49/1-ТК-74/1	228,00	0,200	Подземная канальная	1989	50703,48	1,15	1,02	1,06	14373,96	4312,19	18686,15	2020-2025
ТК-52/1-ТК-53/1	99,00	0,200	Подземная канальная	1958	50703,48	1,15	1,02	1,06	6241,33	1872,40	8113,72	2020-2025
ТК-41/1-ТК-47А/1	175,00	0,150	Подземная канальная	1958	43703,85	1,15	1,02	1,06	9509,59	2852,88	12362,46	2020-2025
ТК-35/1-ТК-36/2	119,00	0,300	Подземная канальная	1988	63511,90	1,15	1,02	1,06	9397,36	2819,21	12216,57	2020-2025
ТК-39/1-ТК-41/2	233,00	0,150	Подземная канальная	1989	43703,85	1,15	1,02	1,06	12661,33	3798,40	16459,74	2020-2025
ТК-49/1-ТК-46/2	424,00	0,300	Подземная канальная	1989	63511,90	1,15	1,02	1,06	33483,04	10044,91	43527,95	2020-2025
ТК-49/1-ТК-46/3	238,00	0,250	Подземная канальная	1989	60273,10	1,15	1,02	1,06	17836,28	5350,89	23187,17	2020-2025
ТК-3/2 - ТК-73/2	713,00	0,400	Подземная канальная	1988	69989,50	1,15	1,02	1,06	62047,79	18614,34	80662,12	2020-2025
	202,00	0,300	Подземная канальная	1987	63511,90	1,15	1,02	1,06	15951,82	4785,55	20737,37	2020-2025
	211,00	0,250	Подземная канальная	1987	60273,10	1,15	1,02	1,06	15812,84	4743,85	20556,69	2020-2025
ТК 69-ТК69/2а	35,00	0,150	Подземная канальная	1957	43703,85	1,15	1,02	1,06	1901,92	570,58	2472,49	2020-2025
ТК-104/2-ТК-106/2	87,00	0,250	Подземная канальная	1986	60273,10	1,15	1,02	1,06	6519,99	1956,00	8475,98	2020-2025
ТК-11/2-ТК-12/2	31,00	0,125	Подземная канальная	1986	41147,83	1,15	1,02	1,06	1586,03	475,81	2061,84	2020-2025
ТК-14/2-ТК-15/2А	129,00	0,150	Подземная канальная	1987	43703,85	1,15	1,02	1,06	7009,92	2102,98	9112,90	2020-2025
ТК-16/2-ТК-18/2	289,00	0,300	Подземная канальная	1985	63511,90	1,15	1,02	1,06	22822,16	6846,65	29668,81	2020-2025
ТК-20/2-ТК-18/2	122,00	0,200	Подземная канальная	1956	50703,48	1,15	1,02	1,06	7691,33	2307,40	9998,73	2020-2025
ТК-24/2-ТК-28/2	297,00	0,300	Подземная канальная	1988	63511,90	1,15	1,02	1,06	23453,92	7036,18	30490,10	2020-2025
ТК-28/2-ТК-36/2	204,00	0,250	Подземная канальная	1987	60273,10	1,15	1,02	1,06	15288,24	4586,47	19874,72	2020-2025
ТК-28/2-ТК-29/2	129,00	0,200	Подземная канальная	1974	50703,48	1,15	1,02	1,06	8132,64	2439,79	10572,43	2020-2025
ТК-66/2-103/2	60,00	0,250	Подземная канальная	1958	60273,10	1,15	1,02	1,06	4496,54	1348,96	5845,50	2020-2025
ТК-22/2-мастерская	187,00	0,250	Подземная канальная	1986	60273,10	1,15	1,02	1,06	14014,22	4204,27	18218,49	2020-2025
ТК-43/2-ТК-63/2	22,00	0,080	Подземная канальная	1994	35139,28	1,15	1,02	1,06	961,21	288,36	1249,58	2020-2025
ТК-36/2-53/2	731,00	0,200	Подземная канальная	1955	50703,48	1,15	1,02	1,06	46084,94	13825,48	59910,42	2020-2025
ТК-51/2-ТК-57/2	247,00	0,200	Подземная канальная	1974	50703,48	1,15	1,02	1,06	15571,79	4671,54	20243,33	2020-2025
ТК-57/2-Бойлерная 34 кв,	68,00	0,200	Подземная канальная	1960	50703,48	1,15	1,02	1,06	4286,97	1286,09	5573,06	2020-2025
МТЭЦ-ТК-2/2	94,00	0,600	Подземная канальная	1988	82944,70	1,15	1,02	1,06	9694,39	2908,32	12602,70	2020-2025

Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр труб-да, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы, тыс.руб.	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-23А/3-ТК-25/3	162,00	0,300	Подземная канальная	1987	63511,90	1,15	1,02	1,06	12793,05	3837,91	16630,96	2020-2025
ТК-4/3-99/3	150,00	0,350	Подземная канальная	1985	0,00	1,15	1,02	1,06	0,00	0,00	0,00	2020-2025
ТК-99/3-ТК-40/3	915,00	0,300	Подземная канальная	1986	63511,90	1,15	1,02	1,06	72257,02	21677,11	93934,13	2020-2025
ТК-34/3-ТК-34/3В	164,00	0,150	Подземная канальная	1990	43703,85	1,15	1,02	1,06	8911,84	2673,55	11585,39	2020-2025
ТК-57/3-ТК-112/2	34,00	0,300	Подземная канальная	1989	63511,90	1,15	1,02	1,06	2684,96	805,49	3490,45	2020-2025
ТК-45/3-ТК-47/3	52,00	0,150	Подземная канальная	1969	43703,85	1,15	1,02	1,06	2825,71	847,71	3673,42	2020-2025
ТК-40/3-ТК-41/3	131,00	0,200	Подземная канальная	1994	50703,48	1,15	1,02	1,06	8258,72	2477,62	10736,34	2020-2025
ТК-38/3-ТК-39/3	128,00	0,300	Подземная канальная	1995	63511,90	1,15	1,02	1,06	10108,09	3032,43	13140,51	2020-2025
ТК-39/3-ТК-40/3	100,00	0,200	Подземная канальная	1979	50703,48	1,15	1,02	1,06	6304,37	1891,31	8195,68	2020-2025
ТК-10/3-ТК-55/3	413,00	0,250	Подземная канальная	1966	60273,10	1,15	1,02	1,06	30951,20	9285,36	40236,56	2020-2025
ТК-14/3-ТК-38/3	40,00	0,300	Подземная канальная	1987	63511,90	1,15	1,02	1,06	3158,78	947,63	4106,41	2020-2025
	90,00	0,250	Подземная канальная	1987	60273,10	1,15	1,02	1,06	6744,81	2023,44	8768,26	2020-2025
ТК-6/3-ТК-6А/3	45,00	0,200	Подземная канальная	1965	50703,48	1,15	1,02	1,06	2836,97	851,09	3688,06	2020-2025
ТК-6А/3-ТК-50/3	220,00	0,150	Подземная канальная	1965	43703,85	1,15	1,02	1,06	11954,91	3586,47	15541,38	2020-2025
ТК-40/3-ТК-41Б/3	189,00	0,250	Подземная канальная	1994	60273,10	1,15	1,02	1,06	14164,11	4249,23	18413,34	2020-2025
ТК-37/3-Хирург, корпус	171,00	0,200	Подземная канальная	1986	50703,48	1,15	1,02	1,06	10780,47	3234,14	14014,61	2020-2025
	45,00	0,300	Подземная канальная	1986	63511,90	1,15	1,02	1,06	3553,62	1066,09	4619,71	2020-2025
Вводы от	49,00	0,200	Подземная канальная	1986	50703,48	1,15	1,02	1,06	3089,14	926,74	4015,88	2020-2025
ТК-29/3, ТК-30А/3	25,00	0,080	Подземная канальная	1986	35139,28	1,15	1,02	1,06	1092,29	327,69	1419,97	2020-2025
Хирургический, кор,- МДЦ	53,00	0,080	Подземная канальная	1986	35139,28	1,15	1,02	1,06	2315,65	694,69	3010,34	2020-2025
	104,00	0,200	Подземная канальная	1991	50703,48	1,15	1,02	1,06	6556,54	1966,96	8523,51	2020-2025
ТК-30Б-МДЦ	97,00	0,200	Подземная канальная	1992	50703,48	1,15	1,02	1,06	6115,24	1834,57	7949,81	2020-2025
ТК-53/1-ТК-55/1	75,00	0,150	Подземная канальная	1957	43703,85	1,15	1,02	1,06	4075,54	1222,66	5298,20	2020-2025
ТК-72/3-Насосная №1	307,00	0,500	Подземная канальная	1990	76467,10	1,15	1,02	1,06	29188,84	8756,65	37945,50	2020-2025
ТК-32/2-ТК-30/2	229,00	0,250	Подземная канальная	1988	60273,10	1,15	1,02	1,06	17161,80	5148,54	22310,34	2020-2025
ТК-6/1-ТК-9/1	228,00	0,500	Подземная канальная	1997	76467,10	1,15	1,02	1,06	21677,71	6503,31	28181,02	2025-2030
ТК-10/1-ТК-20/1	495,00	0,500	Подземная канальная	1996	76467,10	1,15	1,02	1,06	47063,44	14119,03	61182,48	2025-2030
ТК-3/2 - ТК-73/2	44,50	0,500	Подземная канальная	1998	76467,10	1,15	1,02	1,06	4230,96	1269,29	5500,24	2025-2030
ТК-6/3-ТК-12/3	250,00	0,500	Подземная канальная	1998	76467,10	1,15	1,02	1,06	23769,42	7130,82	30900,24	2025-2030
ТК-14/3-ТК-18А/3	410,00	0,500	Подземная канальная	1998	76467,10	1,15	1,02	1,06	38981,84	11694,55	50676,39	2025-2030
ТК-21/3-ТК-23А/3	234,00	0,500	Подземная канальная	1998	76467,10	1,15	1,02	1,06	22248,17	6674,45	28922,63	2025-2030
ТК-27/3-ТК-35/3	601,00	0,300	Подземная канальная	1996	63511,90	1,15	1,02	1,06	47460,63	14238,19	61698,81	2025-2030
ТК-20/1-ТК-23/1	334,00	0,500	Подземная канальная	2003	76467,10	1,15	1,02	1,06	31755,94	9526,78	41282,72	2030-2035
ТК-37/1-ТК-41/1	473,00	0,400	Подземная канальная	2001	69989,50	1,15	1,02	1,06	41162,14	12348,64	53510,78	2030-2035
ТК-43/1-ТК-43/2	218,00	0,200	Подземная канальная	2003	50703,48	1,15	1,02	1,06	13743,53	4123,06	17866,58	2030-2035
ТК-18/2-ТК-22/2	159,00	0,300	Подземная канальная	2004	63511,90	1,15	1,02	1,06	12556,14	3766,84	16322,98	2030-2035
ТК-2/1-ТК-3/1	123,00	0,500	Подземная канальная	2007	76467,10	1,15	1,02	1,06	11694,55	3508,37	15202,92	2035-2039
ТК-4/1-ТК-6/1	131,00	0,500	Подземная канальная	2007	76467,10	1,15	1,02	1,06	12455,17	3736,55	16191,73	2035-2039
ТК-41/1-ТК-43/1	117,00	0,200	Подземная канальная	2006	50703,48	1,15	1,02	1,06	7376,11	2212,83	9588,95	2035-2039
ТК-8/2-ТК-11/2	295,00	0,400	Подземная канальная	2010	69989,50	1,15	1,02	1,06	25671,95	7701,58	33373,53	2035-2039
ТК-11/2-ТК-16/2	276,00	0,400	Подземная канальная	2010	69989,50	1,15	1,02	1,06	24018,50	7205,55	31224,05	2035-2039

Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр труб-да, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стесненности	Итоговая стоимость строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы, тыс.руб.	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-22/2-ТК-24/2	171,00	0,250	Подземная канальная	2006	60273,10	1,15	1,02	1,06	12815,14	3844,54	16659,69	2035-2039
ТК-24/2-С,Перов,2	207,00	0,250	Подземная канальная	2006	60273,10	1,15	1,02	1,06	15513,07	4653,92	20166,99	2035-2039
ТК-32/2-ТК-63/2	103,00	0,200	Подземная канальная	2008	50703,48	1,15	1,02	1,06	6493,50	1948,05	8441,55	2035-2039
ТК-2/2-ТК-4/3	349,00	0,600	Подземная канальная	2007	82944,70	1,15	1,02	1,06	35992,99	10797,90	46790,89	2035-2039
ТК-4/3-ТК-6/3	136,00	0,500	Подземная канальная	2008	76467,10	1,15	1,02	1,06	12930,56	3879,17	16809,73	2035-2039
ТК-18/3А-ТК-19/3	137,00	0,500	Подземная канальная	2009	76467,10	1,15	1,02	1,06	13025,64	3907,69	16933,33	2035-2039
ТК-19/3-ТК-20/3	75,00	0,500	Подземная канальная	2010	76467,10	1,15	1,02	1,06	7130,82	2139,25	9270,07	2035-2039
ТК-25/3-ТК-26/3	53,00	0,300	Подземная канальная	2008	63511,90	1,15	1,02	1,06	4185,38	1255,61	5440,99	2035-2039
ТК-26/3-ТК-27/3	106,00	0,300	Подземная канальная	2008	63511,90	1,15	1,02	1,06	8370,76	2511,23	10881,99	2035-2039
Южная котельная												
П-1А-ТК-2/4	101,00	0,700	Надземная	1984	35983,36	1,15	1,02	1,06	4518,84	1355,65	5874,49	2020-2025
ТК-2/4 -Н,№6	1 094,00	0,500	Надземная	1984	30025,00	1,15	1,02	1,06	40841,74	12252,52	53094,26	2020-2025
ТК-63Б-больница Севрыба	536,00	0,250	Надземная	1989	22577,05	1,15	1,02	1,06	15046,51	4513,95	19560,47	2020-2025
Н,№6-ТК-10/4	167,00	0,500	Подземная канальная	1984	76467,10	1,15	1,02	1,06	15877,97	4763,39	20641,36	2020-2025
ТК-10/4-ТК-15/4	538,00	0,450	Подземная канальная	1984	76467,10	1,15	1,02	1,06	51151,78	15345,53	66497,32	2020-2025
ТК-10/4-ТК-20/4	532,00	0,350	Подземная канальная	1984	69989,50	1,15	1,02	1,06	46296,53	13888,96	60185,48	2020-2025
П-1А-ТК-7	675,00	0,700	Подземная канальная	1973	89422,30	1,15	1,02	1,06	75050,48	22515,14	97565,63	2020-2025
ТК-7-ТК-20	883,00	0,600	Подземная канальная	1975	82944,70	1,15	1,02	1,06	91065,36	27319,61	118384,97	2020-2025
ТК-20-ТК-31А	2 320,00	0,600	Подземная канальная	1987	82944,70	1,15	1,02	1,06	239265,73	71779,72	311045,45	2020-2025
ТК-20-ТК-34	357,00	0,600	Подземная канальная	1987	82944,70	1,15	1,02	1,06	36818,05	11045,41	47863,46	2020-2025
ТК-34-ТК-38	413,00	0,500	Подземная канальная	1993	76467,10	1,15	1,02	1,06	39267,07	11780,12	51047,20	2020-2025
ТК-84/3-ТК-81/2	124,50	0,300	Подземная канальная	1975	63511,90	1,15	1,02	1,06	9831,69	2949,51	12781,20	2020-2025
ТК-81/3-ТК-76/3	429,00	0,400	Подземная канальная	1984	69989,50	1,15	1,02	1,06	37333,10	11199,93	48533,03	2020-2025
ТК-74/3-ТК-72/3	153,00	0,350	Подземная канальная	1971	69989,50	1,15	1,02	1,06	13314,60	3994,38	17308,98	2020-2025
ТК-60-ТК-61	61,00	0,500	Подземная канальная	1989	76467,10	1,15	1,02	1,06	5799,74	1739,92	7539,66	2020-2025
ТК-63Б-ТК-81/3	453,00	0,500	Подземная канальная	1987	76467,10	1,15	1,02	1,06	43070,18	12921,05	55991,24	2020-2025
ТК-11 -ТК-13	16,00	0,450	Подземная канальная	1973	76467,10	1,15	1,02	1,06	1521,24	456,37	1977,62	2020-2025
ТК-13-ТК-7/4	105,00	0,450	Подземная канальная	1984	76467,10	1,15	1,02	1,06	9983,15	2994,95	12978,10	2020-2025
ТК-21-ТК-48	744,00	0,300	Подземная канальная	1975	63511,90	1,15	1,02	1,06	58753,25	17625,98	76379,23	2020-2025
ТК-48-ТК-50	191,00	0,300	Подземная канальная	1975	63511,90	1,15	1,02	1,06	15083,16	4524,95	19608,11	2020-2025
ТК-3-ТК-52	291,00	0,300	Подземная канальная	1988	63511,90	1,15	1,02	1,06	22980,10	6894,03	29874,13	2020-2025
П-3-Нас,№ 4	322,80	0,700	Подземная канальная	1976	89422,30	1,15	1,02	1,06	35890,81	10767,24	46658,05	2020-2025
ТК-26-УТ-1	151,00	0,300	Подземная канальная	1977	63511,90	1,15	1,02	1,06	11924,38	3577,32	15501,70	2020-2025
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	76,00	0,400	Подземная канальная	1989	69989,50	1,15	1,02	1,06	6613,79	1984,14	8597,93	2020-2025
	292,00	0,250	Подземная канальная	1989	60273,10	1,15	1,02	1,06	21883,17	6564,95	28448,12	2020-2025

Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр труб-да, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итоговая стоимость строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы, тыс.руб.	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Предполагаемый период проведения реконструкции
	202,30	0,150	Подземная канальная	1989	43703,85	1,15	1,02	1,06	10993,08	3297,92	14291,01	2020-2025
	32,00	0,100	Подземная канальная	1989	40023,85	1,15	1,02	1,06	1592,48	477,74	2070,22	2020-2025
ТК-86/3-Нас, № 3	188,00	0,200	Подземная канальная	1973	50703,48	1,15	1,02	1,06	11852,21	3555,66	15407,88	2020-2025
ТК-76/3-Нас, № 2	81,00	0,200	Подземная канальная	1989	50703,48	1,15	1,02	1,06	5106,54	1531,96	6638,50	2020-2025
	115,00	0,250	Подземная канальная	1989	60273,10	1,15	1,02	1,06	8618,37	2585,51	11203,88	2020-2025
ТК-63Б-больница Севрыба	1 026,00	0,250	Подземная канальная	1989	60273,10	1,15	1,02	1,06	76890,87	23067,26	99958,13	2020-2025
ЮК-П-1А	125,00	0,800	Надземная	1998	38962,54	1,15	1,02	1,06	6055,66	1816,70	7872,35	2025-2030
ЮК-П-1	165,00	0,800	Надземная	1996	38962,54	1,15	1,02	1,06	7993,47	2398,04	10391,50	2025-2030
П-1-Рем, цех	278,00	0,125	Надземная	1996	13252,23	1,15	1,02	1,06	4580,76	1374,23	5954,99	2025-2030
Перемычка П-1Б-УТ-1	200,00	0,700	Надземная	2000	35983,36	1,15	1,02	1,06	8948,20	2684,46	11632,66	2025-2030
П-1-ТК-51	110,00	0,800	Подземная канальная	1996	95899,90	1,15	1,02	1,06	13116,40	3934,92	17051,32	2025-2030
ТК-51-П-3А	1 785,00	0,800	Подземная канальная	1996	95899,90	1,15	1,02	1,06	212843,43	63853,03	276696,46	2025-2030
П-3А-П-3	850,00	0,600	Подземная канальная	1996	82944,70	1,15	1,02	1,06	87662,01	26298,60	113960,62	2025-2030
ТК-56-ТК-58	317,00	0,500	Подземная канальная	1998	76467,10	1,15	1,02	1,06	30139,62	9041,89	39181,50	2025-2030
ТК-61-ТК-63Б	463,00	0,500	Подземная канальная	1996	76467,10	1,15	1,02	1,06	44020,96	13206,29	57227,25	2025-2030
ТК-7-ТК-8	179,00	0,450	Подземная канальная	1998	76467,10	1,15	1,02	1,06	17018,90	5105,67	22124,57	2025-2030
ТК-38-ТК-88/3	957,50	0,400	Подземная канальная	2001	69989,50	1,15	1,02	1,06	83325,04	24997,51	108322,56	2030-2035
ТК-76/3-ТК-74/3	167,00	0,400	Подземная канальная	2002	69989,50	1,15	1,02	1,06	14532,93	4359,88	18892,81	2030-2035
ТК-32-ТК-32А	227,00	0,250	Подземная канальная	2003	60273,10	1,15	1,02	1,06	17011,92	5103,58	22115,49	2030-2035
ТК-38-ТК-56	271,00	0,500	Подземная канальная	2009	76467,10	1,15	1,02	1,06	25766,05	7729,81	33495,86	2035-2039
Восточная котельная												
П-5-ТК-12	2 156,00	0,700	Надземная	1985	35983,36	1,15	1,02	1,06	96461,57	28938,47	125400,05	2020-2025
П-5А-УТ-2	330,00	0,300	Надземная	1994	24066,64	1,15	1,02	1,06	9874,91	2962,47	12837,39	2020-2025
Т/с гараж "МЭЛС"	260,00	0,150	Надземная	1989	14048,50	1,15	1,02	1,06	4541,58	1362,47	5904,06	2020-2025
Т/сеть Молкомбинат	482,00	0,150	Надземная	1985	14048,50	1,15	1,02	1,06	8419,39	2525,82	10945,21	2020-2025
приборы учета - П-5	1 064,14	0,700	Подземная канальная	1985	89422,30	1,15	1,02	1,06	118317,36	35495,21	153812,57	2020-2025
ТК-12-П-14	865,00	0,700	Подземная канальная	1984	89422,30	1,15	1,02	1,06	96175,80	28852,74	125028,54	2020-2025
П-14-ТК-19	190,00	0,300	Подземная канальная	1984	63511,90	1,15	1,02	1,06	15004,19	4501,26	19505,45	2020-2025
П-14-ТК-109/2	1 444,00	0,500	Подземная канальная	1985	76467,10	1,15	1,02	1,06	137292,15	41187,64	178479,79	2020-2025
П-14-Н, №7	233,00	0,500	Подземная канальная	1985	76467,10	1,15	1,02	1,06	22153,10	6645,93	28799,02	2020-2025
ТК-109/2-ТК-112/2	413,00	0,500	Подземная канальная	1989	76467,10	1,15	1,02	1,06	39267,07	11780,12	51047,20	2020-2025
ТК-107/2-ТК-109/2	115,00	0,300	Подземная канальная	1989	63511,90	1,15	1,02	1,06	9081,48	2724,45	11805,93	2020-2025
ТК-107/2-ТК-69/2	1 092,00	0,400	Подземная канальная	1986	69989,50	1,15	1,02	1,06	95029,71	28508,91	123538,62	2020-2025
ТК-94/2-ТК-92/2	42,00	0,200	Подземная канальная	1984	50703,48	1,15	1,02	1,06	2647,84	794,35	3442,19	2020-2025
ТК-101/2-	198,00	0,250	Подземная канальная	1995	60273,10	1,15	1,02	1,06	14838,59	4451,58	19290,17	2020-2025

Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр труб-да, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итоговая стоимость строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы, тыс.руб.	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Предполагаемый период проведения реконструкции
Бойл,н,Плато												
ТК-78/2-ТК-76/2	204,00	0,400	Подземная канальная	1992	69989,50	1,15	1,02	1,06	17752,80	5325,84	23078,64	2020-2025
ТК-76/2-ТК-75/2	150,00	0,250	Подземная канальная	1977	60273,10	1,15	1,02	1,06	11241,36	3372,41	14613,76	2020-2025
ТК-75/2-ТК-73/2	154,00	0,300	Подземная канальная	1988	63511,90	1,15	1,02	1,06	12161,29	3648,39	15809,68	2020-2025
ТК-27/2-ТК-30/2	397,00	0,250	Подземная канальная	1988	60273,10	1,15	1,02	1,06	29752,12	8925,64	38677,76	2020-2025
П-8А-ТК-92/1	923,00	0,600	Подземная канальная	1995	82944,70	1,15	1,02	1,06	95190,63	28557,19	123747,82	2020-2025
ВК-УТ-4	112,00	0,400	Подземная канальная	1980	69989,50	1,15	1,02	1,06	9746,64	2923,99	12670,63	2020-2025
УТ-2-УТ-3	72,00	0,200	Подземная канальная	1994	50703,48	1,15	1,02	1,06	4539,15	1361,74	5900,89	2020-2025
ТК-15-ТК-78/2	350,00	0,400	Подземная канальная	1996	69989,50	1,15	1,02	1,06	30458,24	9137,47	39595,71	2025-2030
ТК-96/2-ТК-101/2	218,00	0,300	Подземная канальная	2003	63511,90	1,15	1,02	1,06	17215,33	5164,60	22379,94	2030-2035

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

Доля ветхих тепловых сетей в общем количестве сетей, подлежащих замене, в течение расчетного срока разработки 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 94 -96. Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят 15358,5 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2020 – 2039 гг.

Таблица 94 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	46,8	374,6	1044,0
Оборудование	млн. руб.	582,6	582,6	582,6	582,6	582,6	582,6	494,7	494,7	494,7	494,7	494,7	448,9	3591,4	10009,4
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	250,6	250,6	250,6	250,6	250,6	250,6	212,8	212,8	212,8	212,8	212,8	193,1	1544,7	4305,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	893,9	893,9	893,9	893,9	893,9	893,9	759,1	759,1	759,1	759,1	759,1	688,8	5510,7	15358,5
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	178,8	178,8	178,8	178,8	178,8	178,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	137,8	1102,1	3071,7
Всего стоимость проекта	млн. руб.	1072,7	1072,7	1072,7	1072,7	1072,7	1072,7	910,9	910,9	910,9	910,9	910,9	826,6	6612,9	18430,2

Таблица 95 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для АО «Мурманская ТЭЦ»

АО «Мурманская ТЭЦ»															
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,1	112,9	345,1
Оборудование	млн. руб.	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	142,2	142,2	142,2	142,2	142,2	135,3	1082,5	3309,0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	58,2	465,6	1423,2
Всего капитальные затраты	млн. руб.	353,0	353,0	353,0	353,0	353,0	353,0	218,1	218,1	218,1	218,1	218,1	207,6	1661,0	5077,4
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	70,6	70,6	70,6	70,6	70,6	70,6	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	41,5	332,2	1015,5
Всего стоимость проекта	млн. руб.	423,6	423,6	423,6	423,6	423,6	423,6	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	249,1	1993,2	6092,9

Таблица 96 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для АО «Мурманэнергосбыт»

АО «МЭС»															
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	32,7	261,7	698,9
Оборудование	млн. руб.	352,5	352,5	352,5	352,5	352,5	352,5	352,5	352,5	352,5	352,5	352,5	313,6	2509,0	6700,4
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	134,9	1079,1	2881,9
Всего капитальные затраты	млн. руб.	540,9	540,9	540,9	540,9	540,9	540,9	540,9	540,9	540,9	540,9	540,9	481,2	3849,8	10281,1
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	96,2	770,0	2056,2
Всего стоимость проекта	млн. руб.	649,1	649,1	649,1	649,1	649,1	649,1	649,1	649,1	649,1	649,1	649,1	577,5	4619,7	12337,4

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

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

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

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

2. Реконструкция насосной станции ЦТП 207 квартал в зоне действия котельной «Северная» с увеличением производительности до 750,0 т/ч на обратном трубопроводе и напором 30,0 м

3. В зоне теплоснабжения Южной котельной для обеспечения необходимого уровня давления на конечных потребителях необходимо установить следующие параметры на насосной НС №4: давление на подающем трубопроводе на выходе из НС № 4 на 110,0 м, давление на обратном трубопроводе на входе в насосную 40,0 м. При перспективном давлении на насосной станции давление у потребителя Кольский, 61 необходимо установить регулирующий клапан подпора «до себя».

Сценарий 2 предполагает следующие мероприятия:

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

2. Реконструкция насосной станции ЦТП 207 квартал в зоне действия котельной «Северная» с увеличением производительности до 750,0 т/ч на обратном трубопроводе и напором 30,0 м;

3. В зоне теплоснабжения Южной котельной для обеспечения необходимого уровня давления на конечных потребителях необходимо установить следующие

параметры на насосной НС №4: давление на подающем трубопроводе на выходе из НС № 4 на 110,0 м, давление на обратном трубопроводе на входе в насосную 40,0 м. При перспективном давлении на насосной станции давление у потребителя Кольский, 61 необходимо установить регулирующий клапан подпора «до себя»;

4. Строительство насосной станции новой угольной Южной котельной на месте старой котельной для увеличения располагаемого напора до 60 м (+30 на подаче и +30 на обратном) и производительностью 3800 т/ч;

5. Строительство насосной станции новой угольной котельной «Северная-Восточная» на месте котельной «Северная» для увеличения располагаемого напора на 70 м (+30м на подаче). Производительностью НС 3000 т/ч;

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

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

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №7 по Сценариям приведены в таблицах 97 - 100. Сводные капитальные затраты этой группы проектов составят по сценарию 1 – 94,6 млн. руб, по второму – 505,8 млн.руб. Проекты предполагаются к реализации в течение 2021 – 2028 гг.

Таблица 97 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	2,7	0	0	3,7	0	0	0	0	0	0	0	6,4
Оборудование	млн. руб.	0	0	25,7	0	0	36	0	0	0	0	0	0	61,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	11,1	0	0	15,5	0	0	0	0	0	0	26,6
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	2,7	36,7	0	3,7	51,5	0	0	0	0	0	0	94,6
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0,54	7,34	0	0,74	10,3	0	0	0	0	0	0	18,92
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	3,24	44,04	0	4,44	61,8	0	0	0	0	0	0	113,52

Таблица 98 – Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2039
«Мурманская ГЭЦ»														
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	0	0	0	0	0	0	0	3,7
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	36	0	0	0	0	0	0	36
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	0	0	0	15,5	0	0	0	0	0	0	15,5
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	51,5	0	0	0	0	0	0	55,2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0,74	10,3	0	0	0	0	0	0	11,0
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0	0	0	4,44	61,8	0	0	0	0	0	0	66,2
АО «МЭС»														
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	2,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,7
Оборудование	млн. руб.	0	0	25,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25,7

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2039
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	11,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	2,7	36,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39,4
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0,54	7,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,9
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	3,24	44,04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47,3

Таблица 99 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2020 - 2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	2,7	0	0	3,7	0	28	0	0	0	0	0	15,7
Оборудование	млн. руб.	0	0	25,7	0	0	36	0	267,8	0	0	0	0	151
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	11,1	0	0	15,5	0	115,3	0	0	0	0	65
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	2,7	36,7	0	3,7	51,5	28	383,1	0	0	0	0	505,7
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0,54	7,34	0	0,74	10,3	5,6	76,62	0	0	0	0	101,14
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	3,24	44,04	0	4,44	61,8	33,6	459,72	0	0	0	0	606,84

Таблица 100 – Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 2

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

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2020 - 2039
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.		0	11,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.		2,7	36,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39,4
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0,54	7,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,9
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	3,24	44,04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47,3
Неопределенная организация														
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2020 - 2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	178,5	0	0	0	0	0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	76,9	0	0	0	0	0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	18,7	255,4	0	0	0	0	274,1
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	3,7	51,1	0	0	0	0	54,8
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	22,4	306,5	0	0	0	0	328,9

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

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

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству входящие в состав группы проектов №8 и направлены на обеспечение организации закрытой схемы горячего водоснабжения.

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

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

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

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

Проектом схемы теплоснабжения муниципального образования предусмотрен перевод потребителей на систему закрытого горячего водоснабжения. В ходе проработки вопроса перевода на закрытую систему горячего водоснабжения рассмотрено два варианта:

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

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

Установка теплообменников ГВС в существующих зданиях ЦТП

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

ЦТП №1 – обеспечивает тепловой энергией историческую застройку по пр. Героев-Североморцев. В зоне действия ЦТП№1 расположен 31 потребитель суммарной тепловой нагрузкой 1,661 Гкал/ч. Горячее водоснабжение осуществляется у 4 из них, а именно:

1. Торговый центр «ЕВРОМАКС» с подключенной нагрузкой 0,384 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,024 Гкал/ч;
2. Муниципальное образовательное учреждение Школа-интернат №1 с подключенной нагрузкой 0,189 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,013 Гкал/ч;
3. Детский сад №39 с подключенной нагрузкой 0,058 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,003 Гкал/ч;
4. 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. Горячее водоснабжение осуществляется у одного из них, а именно:

1. Мурманский КЦСОН по ул. Калинина 23, с подключенной нагрузкой 0,157 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,040 Гкал/ч.

Схемой теплоснабжение предлагается предусмотреть переключение данного потребителя на тепломагистраль по ул. Чумбарова-Лучинского с организацией закрытой схемы ГВС в ИТП потребителей. Для такого переключения требуется строительство тепловой сети 2Ду 70 протяженностью 70 м от ТК-503 до потребителя.

ЦТП №3 - обеспечивает тепловой энергией историческую застройку в границах улиц: Бредова - Капустина. В зоне действия ЦТП№3 расположены 7 потребителей суммарной тепловой нагрузкой 0,329 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 0,366 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 0,954 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 101.

Таблица 101 – 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 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.
ЦТП №4 - ТК-274	13,72	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	432,8
ТК-274 - ТК-273	24,26	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	765,3
ТК-273 - ж/д ул. А. Невского д.96	9,83	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	310,1
ТК-273 - ТК-272	51,86	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	1635,9
ТК-272 - ж/д ул. А. Невского, 94	7,5	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	236,6
ТК-272 - ТК-271	26,55	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	837,5
ТК-271 - ж/д ул. Кирпичная, 8	20,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	654,2
ТК-271 - ТК-270	30,81	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	971,9
ТК-270 - ж/д ул. А. Невского, 90	7,52	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	237,2
ТК-270 - ТК-269	28,56	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	900,9
ТК-269 - ж/д ул. Кирпичная,12	10,45	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	329,6
ТК-269 - ТК-268	53,42	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	1685,1
ТК-268 - ж/д ул. Кирпичная, 6	48,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	25370,14	1,15	1,02	1,06	1537,5
ТК-503 - Мурманский КЦСОН	70	0,07	Подземная, в непроходных каналах	32697,00	1,15	1,02	1,06	2845,8
ТК-94 - потребители ЦТП 62кв	250	0,08	Подземная, в непроходных каналах	35139,28	1,15	1,02	1,06	10922,9

Установка теплообменников ГВС непосредственно в ИТП потребителей

В зоне действия котельной «Северная» 547 ИТП потребителей подключены по элеваторной схеме и имеют открытую систему ГВС.

Схемой теплоснабжения, для таких потребителей предлагается организация закрытой схемы ГВС с модернизацией существующих ИТП потребителей и установкой теплообменников на ГВС. Расчет затрат на данное мероприятие выполнен на основе Постановления Правительства Мурманской области от 31.03.2014 N 170-ПП (ред. от 27.10.2017) "Об установлении размера предельной стоимости услуг и (или) работ по капитальному ремонту общего имущества в многоквартирном доме, которая может оплачиваться НКО "ФКР МО" за счет средств фонда капитального ремонта, сформированного исходя из минимального размера взноса на капитальный ремонт", которым установлена предельная стоимость замены теплообменника в МКД в размере 947,1 тыс. руб.

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществить с 2020 по 2022 годы.

Затраты на организацию закрытой схемы ГВС в ИТП каждого потребителя приведены в п.9.1.2 Главы 9 Обосновывающих материалов «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения». Суммарные капиталовложения в модернизацию ИТП потребителей оцениваются в 526,6 млн. руб.

Капитальные затраты группы проектов №8

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №8 вне зависимости от принятого сценария приведены в таблице 102. Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 492,8 млн. руб. (с НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2020 – 2024 гг.

Таблица 102 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №8 по сценарию 1 и 2 для АО «МЭС»

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2039	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	30419,4	10512,8	4424,3	0	0	0	45356,5
Оборудование, строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	243316,0	136967,8	51168,5	15995,3	0	447447,5
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	30419,4	253828,7	141392,1	51168,5	15995,3	0	492804,0

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

В период с 2020 года до 1 января 2022 года все потребители тепловой энергии должны быть переведены на закрытую схему горячего водоснабжения. В качестве возможных вариантов перехода на закрытую схему в схеме теплоснабжения рассмотрен перевод либо посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной, и последующей организации четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя, либо оснащением многоквартирных жилых домов без теплообменников ГВС автоматизированными индивидуальными тепловыми пунктами.

ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

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

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

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

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

Перспективные топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Мурманска представлены в таблицах 103–104.

Таблица 103 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №1)

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Мурманская ТЭЦ														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	178,73	178,26	178,69	180,85	182,46	182,46	182,46	182,46	182,46	182,46	156,32	156,32	156,32
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	781,95	801,92	802,43	802,43	802,43	802,43	802,43	802,43	802,43	802,43	688,02	688,02	688,02
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	126,00	128,39	128,38	128,38	128,38	128,38	128,38	128,38	128,38	128,38	110,19	110,19	110,19
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	161,14	160,10	159,99	159,99	159,99	159,99	159,99	159,99	159,99	159,99	160,20	160,20	160,20
Расход натурального топлива	тыс. т	92,75	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	81,11	81,11	81,11
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	28799,79	28540,52	28588,73	28935,45	29192,87	29192,87	29192,87	29192,87	29192,87	29192,87	25042,75	25042,75	25042,75
Южная котельная														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	230,89	230,89	232,96	246,71	249,03	249,54	249,54	249,54	251,87	251,87	251,87	251,87	251,87
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	974,01	1026,38	1025,50	1025,50	1025,50	1027,94	1027,94	1027,94	1081,48	1081,48	1081,48	1081,48	1081,48
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	154,75	161,56	161,57	161,57	161,57	161,88	161,88	161,88	171,06	171,06	171,06	171,06	171,06
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	158,88	157,41	157,55	157,55	157,55	157,48	157,48	157,48	158,17	158,17	158,17	158,17	158,17
Расход натурального топлива	тыс. т	112,70	117,67	117,67	117,67	117,67	117,90	117,90	117,90	124,58	124,58	124,58	124,58	124,58
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	36682,79	36344,15	36702,75	38868,19	39233,87	39298,77	39298,77	39298,77	39837,57	39837,57	39837,57	39837,57	39837,57
Восточная котельная														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	127,97	129,37	130,14	138,19	138,19	158,19	179,80	179,80	179,80	179,80	205,95	205,95	205,95
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	490,94	524,99	527,41	527,41	527,41	697,36	789,68	789,68	789,68	789,68	897,73	897,73	897,73
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	78,65	80,77	81,12	81,12	81,12	109,98	125,79	125,79	125,79	125,79	144,30	144,30	144,30
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	160,19	153,85	153,80	153,80	153,80	157,70	159,29	159,29	159,29	159,29	160,74	160,74	160,74
Расход натурального топлива	тыс. т	57,82	59,38	59,64	59,64	59,64	81,10	92,74	92,74	92,74	92,74	106,34	106,34	106,34
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	20499,61	19902,78	20015,48	21253,24	21253,24	24946,47	28641,02	28641,02	28641,02	28641,02	33103,36	33103,36	33103,36
Котельная "Северная"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	151,68	151,68	151,68	175,64	180,86	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	639,02	639,02	639,02	749,31	766,62	771,21	771,21	771,21	771,21	771,21	771,21	771,21	771,21
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	102,82	102,82	102,82	120,65	123,44	124,18	124,18	124,18	124,18	124,18	124,18	124,18	124,18
Удельный расход условного	кг _{у.т} /Гкал	160,90	160,90	160,90	161,02	161,02	161,02	161,02	161,02	161,02	161,02	161,02	161,02	161,02

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
топлива на выработку тепловой энергии														
Расход натурального топлива	тыс. т	75,60	75,60	75,60	88,71	90,76	91,31	91,31	91,31	91,31	91,31	91,31	91,31	91,31
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	24405,60	24405,60	24405,60	28281,06	29122,02	29344,35	29344,35	29344,35	29344,35	29344,35	29344,35	29344,35	29344,35
Котельная «Роста»														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	23,27	23,27	23,27	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»									
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	104,83	104,83	104,83										
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	17,05	17,05	17,05										
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	162,60	162,60	162,60										
Расход натурального топлива	тыс. т	12,53	12,53	12,53										
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	3783,33	3783,33	3783,33										
Котельная "Абрам-Мыс"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	15,00	15,00	15,00	15,00	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	2,99	2,99	2,99	2,99	2,70	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
Мазут	тыс. т _{у.т}	2,99	2,99	2,99	2,99	1,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	1,27	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97
Древесная щепа	кг _{у.т} /Гкал	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	2,19	2,19	2,19	2,19	1,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	4,40	8,79	8,79	8,79	8,79	8,79	8,79	8,79	8,79
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг _{у.т} /ч	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20
Древесная щепа	кг _{у.т} /ч	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70
Котельная ТЦ «Росляково -1»														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Расход условного топлива		15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70
Мазут	тыс. т _{у.т}	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,68	21,68	21,68	21,68	21,68	21,68	21,68
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг _{у.т} /ч	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09
Уголь	кг _{у.т} /ч	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93
Котельная ТЦ «Росляково Южное»														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,94	1,94	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	9,28	9,28	10,86	10,86	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94
Расход условного топлива		3,75	3,75	4,41	4,41	4,46	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
Уголь	тыс. т _{у.т}	3,75	3,75	4,41	4,41	4,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	5,21	5,21	6,12	6,12	6,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81
Максимальный часовой расход условного топлива														
Уголь	кг _{у.т} /ч	782,67	782,67	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	278,64	278,64	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72
Котельная "Фестивальная"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	7,78	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива	тыс. т	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97
Угольная котельная МУП "МУК"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Расход условного топлива		1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Уголь	тыс. т _{у.т}	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	455,71	455,71	455,71	455,71	455,71	455,71	455,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Максимальный часовой расход условного топлива														
Уголь	кг _{у.т} /ч	422,90	422,90	422,90	422,90	422,90	422,90	422,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63
Дизельная котельная МУП "МУК"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24
Расход условного топлива		0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Дизель	тыс. т _{у.т}	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Электроэнергия	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Дизель	кг _{у.т} /Гкал	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Расход натурального топлива														
Дизель	тыс. т	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84
Максимальный часовой расход условного топлива														
Дизель	кг _{у.т} /ч	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23
Котельная АО "ММТП"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	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
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	18,78	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	3,08	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91
Расход натурального топлива	тыс. т	2,21	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67
Котельная АО "Завод ТО ТБО"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	113,94	121,99	121,99	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Расход условного топлива		15,51	16,21	16,21	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80
Мазут	тыс. т _{у.т}	0,53	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т _{у.т}	14,98	15,65	15,65	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67
Твердое топливо (ТБО)	кг _{у.т} /Гкал	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	0,39	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	74,91	78,23	78,23	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг _{у.т} /ч	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98
Твердое топливо (ТБО)	кг _{у.т} /ч	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27
Котельная №22														

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85
Расход натурального топлива	тыс. т	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63

Таблица 104 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №2)

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Мурманская ТЭЦ														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	178,73	178,26	178,69	180,85	182,46	182,46	182,46	182,46	182,46	182,46	156,32	156,32	156,32
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	781,95	801,92	802,43	802,43	802,43	802,43	802,43	802,43	802,43	802,43	688,02	688,02	688,02
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	126,00	128,39	128,38	128,38	128,38	128,38	128,38	128,38	128,38	128,38	110,19	110,19	110,19
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	161,14	160,10	159,99	159,99	159,99	159,99	159,99	159,99	159,99	159,99	160,20	160,20	160,20
Расход натурального топлива	тыс. т	92,75	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	81,11	81,11	81,11
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	28799,79	28540,52	28588,73	28935,45	29192,87	29192,87	29192,87	29192,87	29192,87	29192,87	25042,75	25042,75	25042,75
Южная котельная														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	230,89	230,89	232,96	246,71	249,03	249,54	249,54	249,54	251,87	284,87	284,87	251,87	251,87
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	974,01	1026,38	1025,50	1025,50	1025,50	1027,94	1027,94	1027,94	1081,48	1164,19	1164,19	1081,48	1081,48
Расход условного топлива		153,05	161,56	161,57	161,57	161,57	161,98	161,98	161,98	171,06	207,92	207,92	207,92	207,92
Мазут	тыс. т _{у.т}	153,05	161,56	161,57	161,57	161,57	161,98	161,98	161,98	171,06	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	207,92	207,92	207,92	207,92
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	158,88	157,41	157,55	157,55	157,55	157,58	157,58	157,58	158,17	158,17	158,17	158,17	158,17
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	111,47	117,67	117,67	117,67	117,67	117,97	117,97	117,97	124,58	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	270,03	270,03	270,03	270,03
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг _{у.т} /ч	36682,79	36344,15	36702,75	38868,19	39233,87	39322,31	39322,31	39322,31	39839,05	45058,81	45058,81	45058,81	45058,81
Уголь	кг _{у.т} /ч	41236,17	41236,17	41607,06	44061,85	44476,39	44568,53	44568,53	44568,53	44983,60	50877,40	50877,40	50877,40	50877,40
Восточная котельная														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	127,97	129,37	130,14	138,19	138,19	158,19	179,80	179,80	179,80	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»			
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	490,94	524,99	527,41	527,41	527,41	697,36	789,68	789,68	789,68				
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	78,65	80,77	81,12	81,12	81,12	109,98	125,79	125,79	125,79				
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	160,19	153,85	153,80	153,80	153,80	157,70	159,29	159,29	159,29				

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Расход натурального топлива	тыс. т	57,82	59,38	59,64	59,64	59,64	81,10	92,74	92,74	92,74				
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	20499,61	19902,78	20015,48	21253,24	21253,24	24946,47	28641,02	28641,02	28641,02				
Котельная "Северная"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	151,68	151,68	151,68	175,64	180,86	182,24	182,24	182,24	182,24	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»			
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	639,02	639,02	639,02	749,86	767,19	771,79	771,79	771,79	771,79				
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	102,82	102,82	102,82	120,65	123,44	124,18	124,18	124,18	124,18				
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	160,90	160,90	160,90	160,90	160,90	160,90	160,90	160,90	160,90				
Расход натурального топлива	тыс. т	75,60	75,60	75,60	88,71	90,76	91,31	91,31	91,31	91,31				
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	24405,60	24405,60	24405,60	28260,38	29100,27	29322,31	29322,31	29322,31	29322,31				
Котельная «Роста»														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	23,27	23,27	23,27	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»									
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	104,83	104,83	104,83										
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	17,05	17,05	17,05										
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	162,60	162,60	162,60										
Расход натурального топлива	тыс. т	12,53	12,53	12,53										
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	3783,33	3783,33	3783,33										
Котельная "Абрам-Мыс"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69
Расход условного топлива		2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12
Мазут	тыс. т _{у.т}	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрэнергия	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97	198,97
Электрэнергия	кг _{у.т} /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Электрoэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг _{у.т} /ч	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20	659,20
Электрoэнергия	кг _{у.т} /ч	477,07	477,07	477,07	477,07	477,07	477,07	477,07	477,07	477,07	477,07	477,07	477,07	477,07
Котельная ТЦ «Росляково -1»														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66	87,66
Расход условного топлива		15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70
Мазут	тыс. т _{у.т}	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49	180,49
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,68	21,68	21,68	21,68	21,68	21,68	21,68
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг _{у.т} /ч	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09	3592,09
Уголь	кг _{у.т} /ч	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93
Котельная ТЦ «Росляково Южное»														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,94	1,94	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	9,28	9,28	10,86	10,86	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	9,28	9,28
Расход условного топлива		3,75	3,75	4,41	4,41	4,46	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
Уголь	тыс. т _{у.т}	3,75	3,75	4,41	4,41	4,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрoэнергия	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48	404,48
Электрoэнергия	кг _{у.т} /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	5,21	5,21	6,12	6,12	6,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81
Максимальный часовой расход условного топлива														
Уголь	кг _{у.т} /ч	782,67	782,67	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11	912,11
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	278,64	278,64	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72
Котельная "Фестивальная"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	7,78	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива	тыс. т	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97	503,97
Угольная котельная МУП "МУК"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Расход условного топлива		1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Уголь	тыс. т _{у.т}	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	455,71	455,71	455,71	455,71	455,71	455,71	455,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Максимальный часовой расход условного топлива														
Уголь	кг _{у.т} /ч	422,90	422,90	422,90	422,90	422,90	422,90	422,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63
Дизельная котельная МУП "МУК"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Расход условного топлива		0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Дизель	тыс. т _{у.т}	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Электроэнергия	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Дизель	кг _{у.т} /Гкал	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97	152,97
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива														
Дизель	тыс. т	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84
Максимальный часовой расход условного топлива														
Дизель	кг _{у.т} /ч	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66	126,66
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23
Котельная АО "ММТП"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	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
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	18,78	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	3,08	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91	163,91
Расход натурального топлива	тыс. т	2,21	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67	673,67
Котельная АО "Завод ТО ТБО"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	113,94	121,99	121,99	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Расход условного топлива		15,51	16,21	16,21	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80
Мазут	тыс. т _{у.т}	0,53	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т _{у.т}	14,98	15,65	15,65	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67	187,67
Твердое топливо (ТБО)	кг _{у.т} /Гкал	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25

Показатель	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	0,39	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	74,91	78,23	78,23	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг _{у.т} /ч	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98	2891,98
Твердое топливо (ТБО)	кг _{у.т} /ч	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27
Котельная №22														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85	167,85
Расход натурального топлива	тыс. т	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63	442,63
Котельная "Северная-Восточная"														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	362,57	388,71	388,71	388,71
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1505,91	1613,95	1613,95	1614,00
Расход условного топлива											268,95	288,25	288,25	288,25
Мазут	тыс. т _{у.т}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т _{у.т}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	268,95	288,25	288,25	288,25
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	178,60	178,60	178,60	178,60
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	349,29	374,35	374,35	374,35
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг _{у.т} /ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг _{у.т} /ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64754,39	69423,90	69423,90	69423,90

Расход резервного (аварийного) определяется нормативом технологического запаса топлива на тепловых электростанциях и котельных является ОНЗТ и определяется по сумме объемов ННЗТ и НЭЗТ.

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

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

В таблице 105 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2019 – 2039 гг.

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

Таблица 105 – Нормативные запасы аварийных видов топлива

Источник	Вид топлива	ННЗТ, тыс. тонн				
		2019	2024	2029	2034	2039
Котельная "Абрам-Мыс"	мазут	0,105				
	древесная щепа		0,405	0,405	0,405	0,405
Котельная ТЦ «Росляково -1»	мазут	0,543	0,543			
	уголь			1,023	1,023	1,023
Дизельная котельная МУП "МУК"	дизель	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Котельная "Фестивальная"	мазут	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069
Котельная "Северная-Восточная"	уголь			18,438	18,438	18,438

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

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

8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На большинстве источников в качестве основного и резервного топлива используется мазут топочный 100, IV вида, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Исключение составляют котельная на твердом топливе МУП «МУК» и котельная на жидком топливе МУП «МУК», на которых в качестве топлива используется каменный уголь и дизельное топливо соответственно. На 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 9.

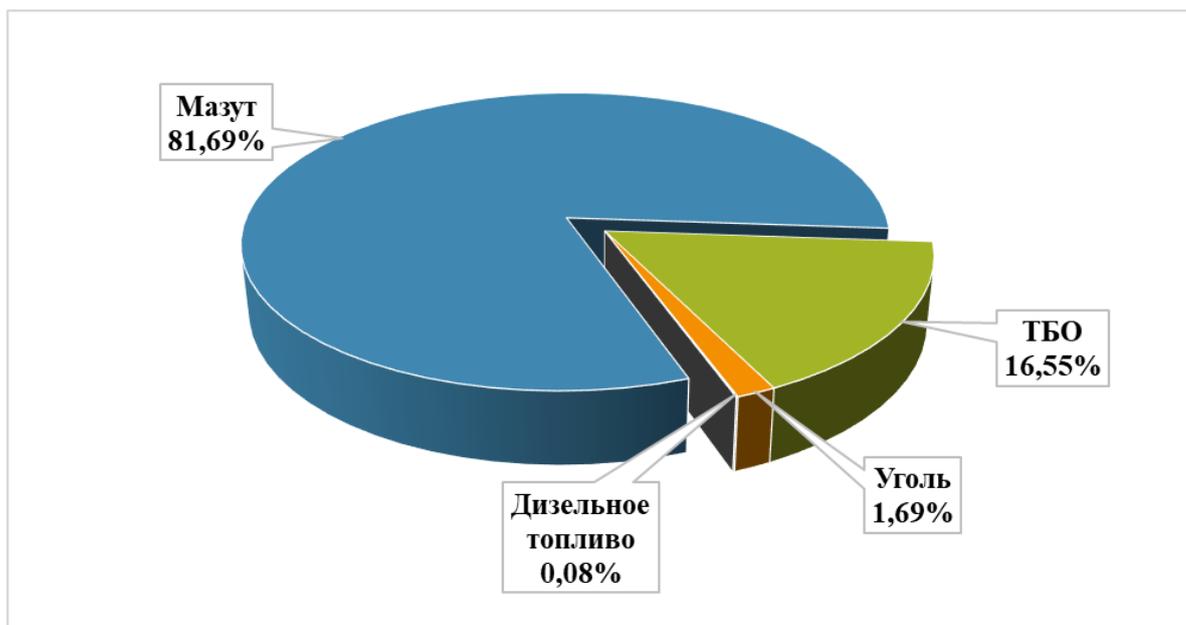


Рисунок 9 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска

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



БАШНЕФТЬ

Выдает публичного доступа по запросу
 «Федеральный институт нефти и газа» «Башнефть-ИНИП»
 Федеральная адрес:
 Республика Башкортостан, 450177, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Керей Меркеса, д.39, п.1
 Адрес (коммерческий):
 Республика Башкортостан, 450028, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Уляш-Толка, 74
 e-mail: info_bashneft@mail.ru, тел. 8(347)242-55-17, факс 8(347)242-55-73
 Исполнительный центр – управление контроля качества (ЦЖКУ)
 Республика Башкортостан, 450028, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Уляш-Толка, 74
 e-mail: info_bashneft@mail.ru, тел. 8(347)242-55-17, факс 8(347)242-55-73

ПАСПОРТ № 1604
Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Обозначение документа, использованного при составлении паспорта:
 Технический документ Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О требованиях к качеству топлива и качеству масла. Базисное, дополнительное и базисное топливо, топливо для двигателей двигателей и мазута» (Решение Комиссии Таможенного союза от 16.10.2011) № 870 (Применение 4)
 ГОСТ 10585-2013 «Базисное нефтяное топливо. Технические условия»
 код ОКПД2: 25.20.20.112
 дата введения: 2014
 дата введения в действие: 15.03.2014
 номер партии (марки): 1047.1027
 место добычи сырья (по ГОСТ 1217-2012): мазуты № 85
 страна, изготовитель: 3022.3.74
 дата выпуска партии: 15.03.2014
 дата окончания хранения: 15.03.2016

Документы о соответствии ЕАЭС № RU D-RU.0136.00582
 Срок действия: по 14.03.2021



Наименование показателя	Метод испытаний	Норма по ТР ТС 012/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость (установят при 20 °С, г/см ² , ВУ)	ГОСТ 3230-85	-	не более 6,50	6,0
2. Зольность, % для мазута: общего	ГОСТ 1441-75	-	не более 0,10	0,100
3. Насыщенность для мазута: ароматическая, %	ГОСТ 6570-83	-	не более 1,0	0,30
4. Насыщенность для мазута, %	ГОСТ 2497-2014	-	не более 1,0	0,7
5. Содержание сероокислительных кислот и соединений	ГОСТ 9320-74	-	ограничить	ограничить
6. Максимум для сероокислительных кислот	ГОСТ 30139-2013	не более 2,5	не более 2,50	2,15
7. Максимум для сероокислительных кислот (сумма)	ГОСТ 30109-2013	не более 10	не более 10	9,7
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	-	не менее 50	150
9. Температура вспышки, °С	ГОСТ 20883-01	-	не менее 25	9
10. Температура вспышки (исход) в пересчете на сухое топливо (нефтепродукт), °С/кг, для мазута с содержанием серы, %> 0,50	ГОСТ 21061-01	-	-	-
11. Прочность при 10°С, кПа	ГОСТ Р 51386-07	-	не менее 32000	40300
12. Число фракций, выходящих при 250°С, % об.	ГОСТ 30139-2013 ASTM D 3102-13	-	не более 17	12,0

Заголовок: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013
код идентификации:
 - технический документ Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О требованиях к качеству топлива и качеству масла. Базисное, дополнительное и базисное топливо, топливо для двигателей двигателей и мазута» (Решение Комиссии Таможенного союза от 16.10.2011) № 870 (Применение 4);
 - ГОСТ 10585-2013 «Базисное нефтяное топливо. Технические условия».
Ссылки на другие документы и ресурсы:
 - проект не содержит ссылок;
Паспорт составлен по:
 - методике № 10 является применением по условиям договора и контракта из поставки мазута;
 - протоколом испытаний по ГОСТ 10585-2013;
 - по состоянию на дату ПАО АНК «Башнефть» «ИНИП» проводит проверку качества мазута (использован ГОСТ 10585-2013 в течение 3 лет со дня изготовления при соблюдении требований условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1217-2012, валидация безупречна № 0012648 от 20.04.13.

Наименование лаборатории
 Старший лаборант
 М.В. ДВН. №001160402 26.03.2014

Подпись: Е.А. Ковалев
 Должность: З.И.С.

С.И.С.

Рисунок 10 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»

МЭС

184



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

ПАСПОРТ № 4283

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

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

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



Код ОКЛД: 19.20.28.113
Номер партии: 4283
Дата изготовления: 15.08.2019
Размер партии (масса): 6411 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 124
Уровень наполнения: 923 см
Дата отбора пробы: 15.08.2019
Дата проведения испытаний: 15.08.2019
Исполнительный центр: www.ccc.ru 15.08.2019 № 4283

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ	ГОСТ 6258-85	-	не более 6,80	6,3
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,130
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,68
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,3
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствует	отсутствует
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2013	не более 3,5	не более 3,50	3,37
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	5,2
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	122
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод В)	-	не выше 25	17
10. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракованная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39420
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069-97	-	не нормируется, определено обязательно	1008,1
12. Выход фракции, выкипающей до 200 °С, % об.	ГОСТ 33359-2015 ASTM D 1160-18	не более 17	-	16,0 16,0

Декларация: 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:

- поглопитель сероводорода "EMASORB" марки 124 в количестве до 0,13 % масс.

Дополнительная информация:

- показатели по п.10 являются бракованными по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортирование и хранение по ГОСТ 1510-84;
- изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новорол» гарантирует соответствие качества мазута требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510-84;
- паспорт безопасности № 001356-02.38366.



Исполнитель лаборатория
Старший лаборант
Дата выдачи паспорта 15.08.2019

Подпись: Миткова Л.С.
Тимофеева Л.С.

Рисунок 11 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Роста»



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

ПАСПОРТ № 4714

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

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

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.АЯ36.В.06830
 Срок действия - по 14.03.2021



Код ОКПД2: 19.20.28.113
 Номер партии: 4714
 Дата изготовления: 03.09.2019
 Размер партии (масса): 8424 т
 Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 124
 Уровень исполнения: 523 см
 Дата отбора пробы: 03.09.2019
 Дата проведения испытаний: 03.09.2019
 Испытат. выдан на основании: протокол испытаний от 03.09.2019 № 4714

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ	ГОСТ 5258-85	-	не более 6,80	5,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,12
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6376-83	-	не более 1,0	0,72
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,3
5. Содержание водородокислородных кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2013	не более 3,5	не более 3,50	3,21
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	5,4
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	120
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод В)	-	не выше 25	17
10. Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39420
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069-97	-	не нормируется, определено обязательно	1019,0
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33389-2015 ASTM D 1160-18	не более 17	-	15,0
		-	не более 17	15,0

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

содержащим в технических условиях:

- 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 примесей в топливе:

- содержание сероводорода "SULFUR" марки 124 в количестве до 0,11 % масс.

Дополнительная информация:

- показатели по п.10 являются браковочными по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортирование и хранение по ГОСТ 1510-84;
- изготовитель филиал ОАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новорол» гарантирует соответствие качества мазута требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510-84;
- паспорт безопасности № 00135945.02.38366.



Начальник лаборатории
 Старший лаборант
 Дата выдачи паспорта 03.09.2019

подпись: Мисева Л.В.
 Бамбулатов З.Б.

Рисунок 12 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»



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

ПРИЛОЖЕНИЕ К ПАСПОРТУ № 4714

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

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



Начальник лаборатории
 Старший лаборант
 Дата выдачи паспорта 03.09.2019

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

Рисунок 13 – Приложение к паспорту используемого топлива на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»

**Общество с ограниченной ответственностью «НС-Ойл»
Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов
Сертификат соответствия № РОСС RU.АЕ56. Н22018 (19.10.18-18.10.2021 г.)
Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.АЕ56. В02368/19
ПАСПОРТ КАЧЕСТВА № 237**

Наименование продукции: Мазут прямой горки ТУ 19.20.28-009-25408280-2018 ОКПД2 19.20.28.113
Назначение: Мазут прямой горки предназначен для транспортных средств, получения битумов, может быть использован в качестве печного и котельного топлива в промышленных условиях.
Соответствует Техническому регламенту Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС 013/20112 от 18.10.2011 г. №826 прил.4)
Завод-изготовитель: (организация нефтепродуктообеспечения); ООО «НС-Ойл»
Почтовый адрес: Россия, 433870, Ульяновская обл., р.п. Новоспаское, ул. Заводская ба
Дата изготовления: 13.09.2019 г.
Дата отбора пробы: 13.09.2019 г.
Дата проведения испытаний: 14.09.2019 г.
Место отбора пробы: объединенная проба из вагоноцистерн: № 73768889; 74911611; 75119826; 50352962; 75134288; 75041178.
Масса нетто: 386 385 (кг)

Таблица физико-химических показателей

№	Наименование показателей	Единица измерения	Норма по (ТР ТС 013/2011 №826) (приложение № 4)	Норма по ТУ 19.20.28-009-25408280-2018	Метод испытания	Фактические показатели
1*	Фракционный состав, Выход фракций до 350 С	%	Не более 17	Не нормируется	ГОСТ 33359-2015	менее 1
2	Массовая доля воды, не более	%	-	Не более 1,5	ГОСТ 2477	0,03
3	Массовая доля серы, не более	%	3,5	3,5	ГОСТ Р 51947	1,263
4*	Содержание сероводорода, не более	ppm	10 ppm	Не нормируется	ГОСТ 17323	0,8
5	Температура вспышки в открытом тигле, не ниже	°С	90	-	ГОСТ 4333	216
6	Плотность при 20°С	кг/м ³	-	Не нормируется Определение обязательно	ГОСТ 3900	921,8
7*	Вязкость кинематическая при 80С, не более	сСт	-	130	ГОСТ 3300	52,2
8	Внешний вид и цвет		-	Темная вязкая жидкость	Визуальный осмотр	Темная вязкая жидкость
9*	Зольность, не более	% (масс/масс)	-	0,2	ГОСТ 1461	0,033

Заключение: Мазут прямой горки соответствует ТУ 19.20.28-009-25408280-2018, Соответствует Техническому регламенту Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС 013/20112 от 18.10.2011г. №826 прил.4)

Информация для потребителя: Мазут не содержит присадок.

Горючая жидкость: Предельно-допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны 300 мг/м³ в соответствии с 12.1.005.

Малоопасное вещество (по воздействию на организм) класс опасности 4 по ГОСТ 12.1.007. Маркировка, хранение, транспортирование по ГОСТ 1510.

Меры безопасности: при применении топлива использование СИЗ кожи рук, спецодежды, спецобуви по ГОСТ 12.4.103 и ГОСТ 12.4.011. Гарантийный срок хранения топлива 2 (года) со дня изготовления.

* - Анализ выполняется в субконтрастной лаборатории ИЦ Физнала АО «СЖС Восток Лимитед» в г. Новокуйбышевск по договору с АО «СЖС Восток-Лимитед» Дог. №SA-998-OGC-SA-15» от 14.08.2015 г.

м.п.



Начальник лаборатории:

Лаборант:

Дата выдачи паспорта:

Савранчук
Золотарева

Савранчук Н.И.

Золотарева Н.А.

14.09.2019 г.

Рисунок 14 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»

ООО «Бологоенефтепродукт»

170100, Тверская область, г. Тверь, ул. Симеоновская, д.39, оф.304Б
тел. (48238) 4-61-09, 4-61-10

*Заключение №2943
о состоянии измерений в лаборатории
выдано ФБУ «Тверской ЦСМ»
от 26 июля 2018 года.
Действительно до 26 июля 2020 года.*

**КОПИЯ
ВЕРНА**

**ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ №2
Мазут флотский Ф5, 1,50%
ГОСТ 10585-2013**

Партия № 2
Номер резервуара: Е-7
Масса нетто: 4538 т

Дата изготовления: 14.01.2020 г.
Дата отбора пробы: 14.01.2020 г.
Дата проведения анализов: 14.01.-15.01.2020 г.
Дата выдачи паспорта: 15.01.2020 г.

№ п/п	Наименование показателей	Норма ТР ТС	Норма по ГОСТ	Результаты испытаний
1	Вязкость кинематическая при 50 °С, сСт, не более	---	36,20	35,35
2	Зольность, %, не более.	---	0,05	0,03
3	Массовая доля механических примесей, %, не более	---	0,10	0,01
4	Массовая доля воды, %, не более	---	0,3	0,06
5	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	---	отсутствие	отсутствие
6	Массовая доля серы, %, не более	2,0	1,50	1,177
7	Коксуемость, %, не более	---	6,00	4,12
8	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	80	80	87
9	Температура застывания, °С, не выше	---	минус 5	минус 10
10	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, не менее, для мазута с содержанием серы, 1,50	---	41454	41630*
11	Плотность при 15 °С, кг/м ³ , не более	---	958,3	929,0

*Показатель выписан на основании протокола испытаний №1512 от 10.01.2020 г. ООО «Северо-Западный Центр Экспертизы аттестат аккредитации № RA.RU.21HT27 от 01.07.2015 г.

Заключение: Мазут флотский Ф5, 1,50 %, партия № 2 соответствует требованиям ГОСТ 10585-2013
Сведения о присадках: присутствует депрессорная присадка ВЭС-408

СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Генеральный директор (главный инженер) _____ С.А.Орехова
Начальник ОТК (лаборатории) _____ Е.В. Кучерук

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ВОЕННОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА



Гарантийные обязательства

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

Рисунок 15 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22

8.4. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

На территории города Мурманска функционирует 14 источников тепловой энергии.

В качестве преобладающего топлива используется топочный мазут, который задействован на Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс», котельной ТЦ «Росляково – 1», котельной АО «ММТП», котельной №22, что составляет 81,69% от общего использования топлива.

На котельной АО «Завод ТО ТБО» в качестве основного топлива используется твердые бытовые отходы, на долю которого приходится 16,55% от общего использования.

На котельной ТЦ «Росляково Южное» и котельной на твердом топливе МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,69% от общего использования.

На дизельной котельной МУП «МУК» в качестве основного топлива используется дизельное топливо, которое составляет 0,08% от общего использования.

8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника рассмотрен в пункте 8.1, а также при разработке мастер-плана развития системы теплоснабжения муниципального образования.

ГЛАВА 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

Перспективные затраты для каждого источника тепловой энергии г. Мурманска приведены в Главе 12 Обосновывающих материалов «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2019 по 2039 г.

9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе

Детализированное описание капитальных затрат на строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии представлено в Главе 7 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2019 по 2039 г.

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизацию источников тепловой энергии входят 8 групп проектов, в том числе:

1) Группа проектов 11 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

2) Группа проектов 12 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы;

3) Группа проектов 13 – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования;

4) Группа проектов 14 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

5) Группа проектов 15 - мероприятия по реконструкции действующих котельных для повышения эффективности работы;

6) Группа проектов 16 - мероприятия по реконструкции действующих котельных в связи с физическим износом оборудования;

7) Группа проектов 17 - мероприятия по строительству новых источников тепловой энергии для обеспечения существующих потребителей;

При определении затрат на реализацию группы проектов 11, которая включает в себя мероприятия на источниках комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, произведено разделение на затраты, относимые на электрическую энергию, и затраты, относимые на тепловую энергию. Соотношение затрат, относимых на тепловую и электрическую энергию, определяется предполагаемым способом, сроками и графиком окупаемости инвестиций, а также и учитывается при установлении тарифов на тепловую и электрическую энергию.

Подробно состав мероприятий по источникам теплоснабжения представлен в Главах 5 и 7 Обосновывающих материалов, а величина затрат на реализацию данных мероприятий в зависимости от сценарных условий представлена в таблицах 106 – 107.

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

– по Сценарию 1 – **2 165,17 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без учета НДС);

– по Сценарию 2 – **12091,5 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без учета НДС).

Таблица 106 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 1)

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)											Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	
Мурманская ТЭЦ														
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1	Амортизация	3,13											3,13
2	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6	Амортизация	7,06											7,06
3	Средний ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№4	Амортизация		13,58										13,58
4	Капитальный ремонт парового энергетического котла ГМ-50-1 ст.№7	Амортизация		5,48										5,48
5	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8	Амортизация		9,72										9,72
6	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№3	Амортизация			4,49									4,49
7	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№5	Амортизация			11,29									11,29
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9	Амортизация			8,52									8,52
9	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№2	Амортизация				9,98								9,98
10	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8	Амортизация				3,26								3,26
11	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№10	Амортизация				16,38								16,38
12	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1	Амортизация					4,30							4,30
13	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6	Амортизация					6,71							6,71
14	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9	Амортизация					8,52							8,52
15	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Инвестиционная программа			19,08	41,76								60,84
16	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-58,2-150 ст. №11 и ст.№12	Инвестиционная программа					140,89	140,89						281,77

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)											
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
17	Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	Инвестиционная программа							23,32					23,32
18	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	Инвестиционная программа								113,89				113,89
19	Текущий ремонт Турбогенератора №3	Амортизация	0,36	7,56										7,92
20	Текущий ремонт Турбогенератора №4	Амортизация	0,36	0,36										0,72
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ		10,91	36,71	43,38	71,39	160,41	164,20	113,89					600,89
Южная котельная														
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2	Амортизация	5,95											5,95
2	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Амортизация	15,46											15,46
3	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Амортизация	4,73											4,73
4	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№8	Амортизация	3,00											3,00
5	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	Амортизация		4,42										4,42
6	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Амортизация		5,15										5,15
7	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7	Амортизация		5,20										5,20
8	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3	Амортизация			5,72									5,72
9	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Амортизация			4,81									4,81
10	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6	Амортизация			3,76									3,76
11	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8	Амортизация			4,34									4,34
12	Средний ремонт парового	Амортизация				6,62								6,62

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)											
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
	теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2													
13	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Амортизация				16,45								16,45
14	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	Амортизация					4,49							4,49
15	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Амортизация					15,05							15,05
	ИТОГО по Южной котельной		29,14	14,76	18,64	23,08	19,53							105,14
Восточная котельная														
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1	Амортизация	10,31											10,31
2	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	Амортизация	11,41											11,41
3	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	Амортизация	3,37											3,37
4	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Амортизация		4,36										4,36
5	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	Амортизация		2,79										2,79
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Амортизация			13,73									13,73
7	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№4	Амортизация			4,99									4,99
8	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Амортизация				10,00								10,00
9	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	Амортизация				5,17								5,17
10	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1	Амортизация					9,26							9,26

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)											Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	
11	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	Амортизация					11,71							11,71
	ИТОГО по Восточной котельной		25,09	7,14	18,72	15,17	20,98							87,10
Котельная "Северная"														
1	Мероприятия по переходу на закрытую схему ГВС	Инвестиционная программа	11,11	197,18	25,97									234,26
2	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	Амортизация/ модернизация					6,00	28,80						34,80
3	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	Амортизация/ модернизация					2,40	60,00						62,40
4	Установка водогрейного котла Eurotherm-58	Амортизация/ модернизация						4,80	162,00					166,80
5	Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58	Амортизация/ модернизация							4,80	162,00				166,80
6	Установка парового котла ДКВР-10/13	Амортизация/ модернизация							3,60	14,40				18,00
	ИТОГО по котельной "Северная"		11,11	197,18	25,97		8,40	93,60	170,40	176,40				683,06
Котельная "Абрам-Мыс"														
1	Разработка ПСД (включая изыскания и согласования) для замены паровых котлов ДКВР на водогрейные цеповые котлы	Модернизация/ бюджет			13,20									13,20
2	Установка трех водогрейных котлов марки КВм-2,5щг, тепловой мощностью 2,15 Гкал/ч каждый, работающих на щепе, и вспомогательного оборудования	Модернизация/ бюджет				118,80								118,80
	ИТОГО по котельной "Абрам-Мыс"				13,20	118,80								132,00
Котельная ТЦ "Росляково-1"														
1	Строительство новой угольной котельной "ТЦ Росляково-1"	КИП				126,00	259,56							385,56
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково-1"					126,00	259,56							385,56
Котельная ТЦ "Росляково Южное"														
1	Реконструкция угольной котельной с	КИП			23,16	25,20								48,36

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)											
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
	установкой на котельной электродотлов													
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково Южное"				23,16	25,20								48,36
Угольная котельная МУП "МУК"														
1	Разработка ПСД и строительство новой электродотельной в блочно-модульном исполнении тепловой мощностью 3,12 Гкал/ч	Новое строительство/ бюджет				1,20	2,40	5,10						8,70
	ИТОГО по угольной котельной МУП "МУК"					1,20	2,40	5,10						8,70
Дизельная котельная МУП "МУК"														
1	Установка двух электродотлов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	Модернизация/ бюджет						1,44						1,44
2	Поэтапная замена дизельных котлов GTE 511 (2шт.) и GTE 521	Амортизация					1,48	2,36						3,84
	ИТОГО по дизельной котельной МУП "МУК"						1,48	3,80						5,28
Котельная АО "ММТП"														
1	ПИР на автоматизацию котлов, деаэраторов, капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13	Амортизация/ собственные средства	18,00											18,00
	ИТОГО по котельной АО "ММТП"		18,00											18,00
Котельная АО "Завод ТО ТБО"														
1	Капитальный ремонт котлов №1-2 и вспомогательного оборудования	Инвестиционная программа		318,46	199,66									518,12
	ИТОГО по котельной АО "Завод ТО ТБО"			318,46	199,66									518,12
Котельная №22														
1	Капитальный ремонт паровых котлов КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ	Амортизация	3,00	3,00										6,00
	ИТОГО по котельной №22		3,00	3,00										6,00

Таблица 107 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 2)

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)											
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
Мурманская ТЭЦ														
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1	Амортизация	3,13											3,13
2	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6	Амортизация	7,06											7,06
3	Средний ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№4	Амортизация		13,58										13,58
4	Капитальный ремонт парового энергетического котла ГМ-50-1 ст.№7	Амортизация		5,48										5,48
5	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8	Амортизация		9,72										9,72
6	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№3	Амортизация			4,49									4,49
7	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№5	Амортизация			11,29									11,29
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9	Амортизация			8,52									8,52
9	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№2	Амортизация				9,98								9,98
10	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8	Амортизация				3,26								3,26
11	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№10	Амортизация				16,38								16,38
12	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1	Амортизация					4,30							4,30
13	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6	Амортизация					6,71							6,71
14	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9	Амортизация					8,52							8,52
15	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Инвестиционная программа			19,08	41,76								60,84
16	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-58,2-150 ст. №11 и ст.№12	Инвестиционная программа					140,89	140,89						281,77

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)												
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого	
17	Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	Инвестиционная программа							23,32						23,32
18	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	Инвестиционная программа								113,89					113,89
19	Текущий ремонт Турбогенератора №3	Амортизация	0,36	7,56											7,92
20	Текущий ремонт Турбогенератора №4	Амортизация	0,36	0,36											0,72
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ		10,91	36,71	43,38	71,39	160,41	164,20	113,89						600,89
Южная котельная															
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2	Амортизация	5,95												5,95
2	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Амортизация	15,46												15,46
3	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Амортизация	4,73												4,73
4	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№8	Амортизация	3,00												3,00
5	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	Амортизация		4,42											4,42
6	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Амортизация		5,15											5,15
7	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7	Амортизация		5,20											5,20
8	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3	Амортизация			5,72										5,72
9	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Амортизация			4,81										4,81
10	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6	Амортизация			3,76										3,76
11	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8	Амортизация			4,34										4,34
12	Средний ремонт парового	Амортизация				6,62									6,62

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)											Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	
	теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2													
13	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Амортизация				16,45								16,45
14	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	Амортизация					4,49							4,49
15	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Амортизация					15,05							15,05
	ИТОГО по Южной котельной		29,14	14,76	18,64	23,08	19,53							105,14
Новая Южная котельная														
1	Строительство новой угольной котельной "Южная"	КИП								4197,60	1050,00			5247,60
	ИТОГО по новой Южной котельной									4197,60	1050,00			5247,60
Восточная котельная														
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1	Амортизация	10,31											10,31
2	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	Амортизация	11,41											11,41
3	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	Амортизация	3,37											3,37
4	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Амортизация		4,36										4,36
5	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	Амортизация		2,79										2,79
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Амортизация			13,73									13,73
7	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№4	Амортизация			4,99									4,99
8	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Амортизация				10,00								10,00
9	Текущий ремонт водогрейного котла	Амортизация				5,17								5,17

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)											Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	
	КВГМ-100 ст.№5													
10	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1	Амортизация					9,26							9,26
11	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	Амортизация					11,71							11,71
	ИТОГО по Восточной котельной		25,09	7,14			18,72	15,17						87,10
Котельная "Северная"														
1	Мероприятия на источнике по переходу на закрытую схему ГВС	Инвестиционная программа	11,11	197,18	25,97									234,26
	ИТОГО по котельной "Северная"		11,11	197,18	25,97									234,26
Котельная "Северная-Восточная"														
1	Строительство новой угольной котельной "Северная -Восточная"	Новое строительство								5185,80	1274,40			6460,20
	ИТОГО по котельной "Северная-Восточная"									5185,80	1274,40			6460,20
Котельная "Абрам-Мыс"														
1	Строительство новой электрокотельной микрорайона Абрам-Мыс	КИП					776,16	8,40						784,56
	ИТОГО по котельной "Абрам-Мыс"						776,16	8,40						784,56
Котельная ТЦ "Росляково-1"														
1	Строительство новой угольной котельной "ТЦ Росляково-1"	КИП				126,00	259,56							385,56
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково-1"					126,00	259,56							385,56
Котельная ТЦ "Росляково Южное"														
1	Реконструкция угольной котельной с установкой на котельной электродотлов	КИП			23,16	25,20								48,36
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково Южное"				23,16	25,20								48,36
Угольная котельная МУП "МУК"														
1	Разработка ПСД и строительство новой электрокотельной в блочно-модульном исполнении тепловой мощностью 3,12 Гкал/ч	Модернизация/ бюджет				1,20	2,40	5,10						8,70
	ИТОГО по угольной котельной МУП					1,20	2,40	5,10						8,70

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)											Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	
	"МУК"													
Дизельная котельная МУП "МУК"														
1	Установка двух электрокотлов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	Модернизация/ бюджет						1,44						1,44
2	Поэтапная замена дизельных котлов GTE 511 (2шт.) и GTE 521	Амортизация					1,48	2,36						3,84
	ИТОГО по дизельной котельной МУП "МУК"						1,48	3,80						5,28
Котельная АО "ММТП"														
1	ПИР на автоматизацию котлов, деаэраторов, капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13	Амортизация	18,00											18,00
	ИТОГО по котельной АО "ММТП"		18,00											18,00
Котельная АО "Завод ТО ТБО"														
1	Капитальный ремонт котлов №1-2 и вспомогательного оборудования	Инвестиционная программа		318,46	199,66									518,12
	ИТОГО по котельной АО "Завод ТО ТБО"			318,46	199,66									518,12
Котельная №22														
1	Капитальный ремонт паровых котлов КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ	Амортизация	3,00	3,00										6,00
	ИТОГО по котельной №22		3,00	3,00										6,00

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» "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них" к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2019 по 2039 г.

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружению на них входят 8 групп проектов, в том числе:

1) Группа проектов 1 - реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);

2) Группа проектов 2 - строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

3) Группа проектов 3 - реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

4) Группа проектов 4 - строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;

5) Группа проектов 5 - строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;

6) Группа проектов 6 - реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

7) Группа проектов 7 - строительство или реконструкция насосных станций;

8) Группа проектов 8 – строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них для организации закрытой схемы ГВС.

Основными эффектами от реализации представленных проектов являются:

1) Расширение и сохранение теплоснабжения потребителей на уровне современных проектных требований к надежности и безопасности теплоснабжения;

2) Повышение эффективности передачи тепловой энергии в тепловых сетях. К ним относятся:

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

Расчет капитальных вложений в мероприятия на тепловых сетях приведен в Главе 12 Обосновывающих материалов; а величина затрат на реализацию данных мероприятий в зависимости от сценарных условий представлены в таблицах 108 – 109.

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

- по Сценарию 1 – **16816,7 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без учета НДС);

- по Сценарию 2 – **18590,2 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без учета НДС).

Таблица 108 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (Сценарий 1)

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
Мурманская ТЭЦ																
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	Инвестиционная составляющая в тарифе									12,00	146,16	367,32			525,48
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			11,44	12,76										24,19
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	225,93	225,93	225,93	225,93	225,93	225,93	64,09	64,09	64,09	64,09	64,09	30,96	432,20	2139,1
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ		225,93	225,93	237,37	238,68	225,93	225,93	64,09	76,09	210,25	431,41	64,09	30,96	432,20	2688,8
Южная котельная																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение		71,46	95,60	77,07	5,03				2,60					251,76
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	276,70	276,70	276,70	276,70	276,70	276,70	134,90	134,90	134,90	134,90	134,90	35,84	183,55	2554,1
	ИТОГО по Южной котельной		276,70	348,16	372,30	353,77	281,73	276,70	134,90	137,51	134,90	134,90	134,90	35,84	183,55	2805,8
Восточная котельная																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение		3,80	35,39		38,96	64,92								143,07
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	220,87	220,87	220,87	220,87	220,87	220,87	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	5,37	21,48	1399,5
3	Строительство или реконструкция насосных	Плата за подключение					4,44	61,80								66,24

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
	станций															
	ИТОГО по Восточной котельной		220,87	224,67	256,26	220,87	264,27	347,59	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	5,37	21,48	1608,8
Котельная "Северная"																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			7,96		7,56									15,52
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе			276,97											276,97
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	1472,3	3680,8
4	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение		3,24	44,04											47,28
	ИТОГО по котельной "Северная"		184,04	187,28	513,01	184,04	191,60	184,04	1472,3	4020,6						
Котельная "Абрам-Мыс"																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14		155,54
	ИТОГО по котельной "Абрам-Мыс"		14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14			155,54
Котельная "Роста"																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	334,11	835,27
	ИТОГО по котельной "Роста"		41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	334,11	835,27
Котельная ТЦ "Росляково-1"																
1	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов	Плата за подключение			52,13											52,13

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
	тепловой нагрузки															
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе				44,31	44,31									88,61
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35		586,89
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково-1"		53,35	53,35	105,48	97,66	97,66	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35			727,63
Котельная ТЦ "Росляково Южное"																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15		45,65
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково Южное"		4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15			45,65

Таблица 109 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (Сценарий 2)

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
Мурманская ТЭЦ																
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	Инвестиционная составляющая в тарифе									12,00	146,16	367,32			525,48
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			11,44	12,76										24,19
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	225,93	225,93	225,93	225,93	225,93	225,93	64,09	64,09	64,09	64,09	64,09	30,96	432,20	2139,19
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ		225,93	225,93	237,37	238,68	225,93	225,93	64,09	76,09	210,25	431,41	64,09	30,96	432,20	2688,87
Южная котельная																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение		64,90	89,04	70,51	5,03				2,60					232,09
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	276,70	276,70	276,70	276,70	276,70	276,70	134,90	134,90	134,90	134,90	134,90	35,84	183,55	2554,11
3	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение							11,16	153,24						164,40
	ИТОГО по Южной котельной		276,70	341,61	365,74	347,21	281,73	276,70	146,06	290,75	134,90	134,90	134,90	35,84	183,55	2950,60
Восточная котельная																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			35,39		38,96	64,92								139,27
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием	Амортизационные отчисления	220,87	220,87	220,87	220,87	220,87	220,87	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	5,37	21,48	1399,57

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
	эксплуатационного ресурса															
3	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение					4,44	61,80								66,24
	ИТОГО по Восточной котельной		220,87	220,87	256,26	220,87	264,27	347,59	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	5,37	21,48	1605,09
Котельная "Северная"																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			7,96		7,56									15,52
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе			276,97											276,97
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	184,04	1472,34	3680,84
4	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение		3,24	44,04											47,28
	ИТОГО по котельной "Северная"		184,04	187,28	513,01	184,04	191,60	184,04	1472,34	4020,61						
Котельная "Абрам-Мыс"																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14			155,54
	ИТОГО по котельной "Абрам-Мыс"		14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14	14,14			155,54
Котельная "Роста"																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	334,11	835,27
	ИТОГО по котельной "Роста"		41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	41,76	334,11	835,27
Котельная ТЦ "Росляково-1"																

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого	
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039		
1	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	Плата за подключение			52,13												52,13
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе				44,31	44,31										88,61
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35				586,89
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково-1"		53,35	53,35	105,48	97,66	97,66	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35	53,35				727,63
Котельная ТЦ "Росляково Южное"																	
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15				45,65
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково Южное"		4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15				45,65
Новая Южная котельная																	
1	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе									381,62	381,62	381,62				1144,87
	ИТОГО по новой Южной котельной										381,62	381,62	381,62				1144,87
Котельная "Северная-Восточная"																	
1	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе									163,33	163,33	163,33				490,00
2	Строительство или реконструкция насосных	Плата за подключение									18,70	255,40					274,10

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032- 2039	Итого
	станций															
	ИТОГО по котельной "Северная-Восточная"								182,03	418,73	163,33					764,10

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

Затраты на перевод потребителей на систему закрытого горячего водоснабжения составят 215,44 млн. руб. (расчет капитальных вложений представлен в п. 7.1 настоящего документа). Проекты предполагаются к реализации в течение 2020 – 2024 гг.

9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям

Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2019-2032 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 разработки 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 разработки отсутствуют.

ГЛАВА 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 разработке 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 110 .

Таблица 110 – Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
			Источник	Тепловые сети
001	Мурманская ТЭЦ; Южная котельная; Восточная котельная; Котельная АО «Завод ТО ТБО»	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «МЭС»; АО «Завод ТО ТБО»	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО "Завод ТО ТБО"	АО «МЭС»; АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «Завод ТО ТБО»
002	Угольная котельная МУП «МУК»; Дизельная котельная МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»
003	Котельная «Абрам-Мыс»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
004	Котельная «Фестивальная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
005	Котельная АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»
006	Котельная «Северная»; Котельная «Роста»; Котельная ТЦ «Росляково-1»; Котельная ТЦ «Росляково Южное»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
007	Котельная №22	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

По данным базового периода на территории г. Мурманска функционируют 13 котельных и 1 источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. В систему теплоснабжения помимо источника тепловой энергии входят тепловые сети и сооружения на них, тепловые вводы потребителей, объекты теплопотребления.

На сегодняшний день действует Постановление Администрации города Мурманска «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации на территории муниципального образования город Мурманск» от 09.02.2015 № 338 (в редакции постановлений администрации города Мурманска от 27.05.2016 N 1468 от 18.07.2018 №2197, от 31.12.2019г. №4444), согласно которому присвоен статус единой теплоснабжающей организации по зонам деятельности:

- 1) в зоне деятельности № 001 - АО «Мурманская ТЭЦ»;
- 2) в зоне деятельности № 002 - МУП «Мурманская управляющая компания»;

- 3) в зонах деятельности № 003, №004, № 006 - АО «Мурманэнергосбыт»;
- 4) в зоне деятельности № 005 - АО «Мурманский морской торговый порт»;
- 5) в зоне деятельности № 007 – Жилищно-коммунальная служба №1 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота.

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

Таким образом согласно сценарию 1, на территории г. Мурманска предлагается выделить 7 зон деятельности ЕТО, в том числе:

- зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной и котельной АО «Завод ТО ТБО»;
- зона деятельности ЕТО № 002, образованная на базе систем теплоснабжения от угольной и дизельной котельных МУП «МУК»;
- зона деятельности ЕТО № 003, образованная на базе котельной «Абрам-Мыс»;
- зона деятельности ЕТО № 004, образованная на базе котельной «Фестивальная»;
- зона деятельности ЕТО № 005, образованная на базе котельной АО «ММТП»;
- зона деятельности ЕТО № 006, образованная на базе котельной «Северная», котельной «Роста», котельной ТЦ «Росляково-1» и котельной ТЦ «Росляково Южное»;
- зона деятельности ЕТО № 007, образованная на базе котельной №22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ.

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

Предложение по присвоению статуса ЕТО

Зона деятельности ЕТО № 001

В зоне деятельности ЕТО № 001 осуществляют деятельность следующие теплосетевые и теплоснабжающие организации:

- АО «Мурманская ТЭЦ»;
- АО «МЭС»;
- АО «Завод ТО ТБО»;
- ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ.

Рабочая мощность источников тепловой энергии в границах зоны деятельности ЕТО № 001 и наименования организаций, владеющих источниками тепловой энергии на праве собственности или ином законном основании, представлены в таблице 111.

Таблица 111 – Рабочая мощность и принадлежность источников тепловой энергии в границах зоны деятельности ЕТО № 001

Наименование источника тепловой энергии	Наименование организация, владеющей источником тепловой энергии на праве собственности или ином законном праве	Рабочая мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч
Мурманская ТЭЦ	АО «Мурманская ТЭЦ»	286,0
Южная котельная	АО «Мурманская ТЭЦ»	461,0
Восточная котельная	АО «Мурманская ТЭЦ»	390,0
Котельная АО «Завод ТО ТБО»	АО «Завод ТО ТБО»	27,0

Распределение ёмкости тепловых сетей в границах зоны деятельности ЕТО № 001 в зависимости от их принадлежности представлено в таблице 112.

Таблица 112 – 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"	8701,40
АО "МЭС"	4141,97
АО "Завод ТО ТБО"	20,67

Таким образом, в соответствии с критериями, приведенными в п. 10.1 настоящей главы, на статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 001 могут претендовать следующие организации (в порядке от большего соответствия критериям ЕТО к меньшему соответствию):

1. АО «Мурманская ТЭЦ». Основанием является владение тремя источниками тепловой энергии и тепловыми сетями;
2. АО «МЭС». Основанием является владение тепловыми сетями;

3. АО «Завод ТО ТБО». Основанием является владение одним источником тепловой энергии и тепловыми сетями.

В таблице 113 представлены сводные значения показателей «рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии» и «емкость тепловых сетей» в границах зоны деятельности ЕТО № 001.

Таблица 113 – 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	8701,40
АО «МЭС»	482,18	4141,97
АО «Завод ТО ТБО»	27,0	20,67

По результатам анализа таблицы 113 очевидно, что источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО № 001 владеет АО «Мурманская ТЭЦ».

Таким образом, в зоне деятельности ЕТО № 001 статус ЕТО должен быть присвоен АО «Мурманская ТЭЦ».

Зона деятельности ЕТО № 002

В зону деятельности ЕТО № 002 входят системы теплоснабжения от угольной и дизельной котельных МУП «МУК». Источники тепловой энергии находятся на балансе МУП «МУК». Тепловые сети – муниципальные и бесхозные.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 002 присвоить статус ЕТО МУП «МУК» как единственной теплоснабжающей организации, владеющей источниками тепловой энергии в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 003

Зона деятельности ЕТО № 003 включает в себя систему теплоснабжения, образованную на базе котельной «Абрам-Мыс. АО «МЭС» владеет на праве аренды источником тепловой энергии и частью тепловых сетей.

Согласно представленной информации статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 003 предлагается присвоить АО «МЭС», как организации владеющей на праве

аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 004

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

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

Ввиду того, что эксплуатация тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО № 004 осуществляется у АО «МЭС», статус ЕТО в указанной зоне рекомендуется присвоить АО «МЭС», как организации владеющей тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 005

Зона деятельности ЕТО № 005 образована на базе системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП». АО «ММТП» владеет на праве аренды источником тепловой энергии, а также тепловыми сетями. Часть тепловых сетей принадлежит АО «ММТП» на праве собственности.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 005 присвоить статус ЕТО АО «ММТП» как единственной организации, владеющей источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 006

Зона деятельности ЕТО № 006 включает в себя систему теплоснабжения, образованную на базе котельной «Северная» и котельной «Роста». Также зона деятельности ЕТО включает в себя две системы теплоснабжения, сформированные на базе котельных ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное».

АО «МЭС» владеет на праве аренды источниками тепловой энергии и тепловыми сетями.

Согласно представленной информации статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 006 предлагается присвоить АО «МЭС», как организации владеющей на праве аренды 4 источниками тепловой энергии и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 007

Зона деятельности ЕТО № 007 образована на базе системы теплоснабжения от котельной №22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ владеет на праве аренды источником тепловой энергии, а также большей частью тепловых сетей.

Учитывая выше изложенное, наиболее целесообразно в зоне деятельности ЕТО № 007 присвоить статус ЕТО ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ как единственной организации, эксплуатирующей источник тепловой энергии и тепловые сети в рассматриваемой зоне.

Предложения по присвоению статуса ЕТО

Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808, представлено в таблице 114.

Таблица 114 – Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период	Организация, предлагаемая в качестве ЕТО	Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО
001	Мурманская ТЭЦ; Южная котельная; Восточная котельная; Котельная АО «Завод ТО ТБО»	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «МЭС», АО «Завод ТО ТБО»;	АО «Мурманская ТЭЦ»	Владение на праве собственности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО
002	Угольная котельная МУП «МУК»; Дизельная котельная МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне. Владение двумя источниками тепловой энергии.
003	Котельная «Абрам-Мыс»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне и тепловыми сетями с наибольшей емкостью
004	Котельная «Фестивальная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на праве аренды в рассматриваемой зоне тепловыми сетями с наибольшей емкостью
005	Котельная АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
006	Котельная «Северная»; Котельная «Роста»; Котельная ТЦ «Росляково-1»; Котельная ТЦ «Росляково Южное»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на праве аренды источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
007	Котельная №22	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ	Владение на праве аренды источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне

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

На момент разработки 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 поселения, городского округа, города федерального значения

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска, представлен в таблице 115.

Таблица 115 – Реестр систем теплоснабжения города Мурманска

Источник	Система теплоснабжения	Наименование теплоснабжающей организации
Мурманская ТЭЦ	Первомайский, Октябрьский и Ленинский административные округа г. Мурманска	АО "Мурманская ТЭЦ"
Южная котельная	Первомайский административный округ г. Мурманска	
Восточная котельная	Ленинский и Октябрьский административные округа г. Мурманска	
Котельная АО "Завод ТО ТБО"	Поставка пара на Восточную котельную	
Котельная "Северная"	Ленинский административный округ г. Мурманска и промышленная зона	АО "МЭС"
Котельная "Роста"	Район Роста Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная "Абрам-Мыс"	Район Абрам-Мыс Первомайского административного округа г. Мурманска	
Котельная ТЦ "Росляково-1"	Район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная ТЦ "Росляково Южное"	Район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная "Фестивальная"	Ул. Фестивальная, ул. Подгорная, ул. Пригородная	
Угольная котельная МУП "МУК"	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска	МУП "МУК"
Дизельная котельная МУП "МУК"	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска	

Источник	Система теплоснабжения	Наименование теплоснабжающей организации
Котельная АО "ММТП"	Промпредприятия в зоне торгового порта, Мурманский морской вокзал	АО "ММТП"
Котельная №22	В/г №6, ж/д №1 и №6 район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

ГЛАВА 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

С целью оптимизации режимов теплоснабжения, в том числе увеличения располагаемого напора в районах с неудовлетворительным качеством теплоснабжения, а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ предлагается выполнить переключение части потребителей тепловой энергии Мурманской ТЭЦ на теплоснабжение от Восточной котельной и всех потребителей котельной «Роста» на теплоснабжение от котельной «Северная».

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

Влияние данных переключений на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» и Главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2019 по 2039 г. соответственно.

ГЛАВА 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

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

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

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

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

ГЛАВА 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

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

Основные программные и нормативные документы, которые регламентируют планы по газификации Мурманской области:

1. Указание Президента Российской Федерации от 30 октября 2012 г. №Пр-2925 о поддержке обращения Губернатора Мурманской области М.В. Ковтун;
2. 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);
3. Договор о сотрудничестве ОАО «Газпром» и Правительства Мурманской области в 2010-2015 гг. от 15.10.2009 г.

Согласно вышеуказанным документам, сроки газификации Мурманской области не определены, по этой причине, в рамках настоящей Схеме теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной и среднесрочной перспективе не будут осуществлены.

13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

Проблемы организации газоснабжения источников тепловой энергии на территории г. Мурманска отсутствуют.

13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

На период разработки схемы теплоснабжения предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций отсутствуют.

13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения

Планов (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов на территории г. Мурманска не предусмотрено.

13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии

Мероприятий по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии данной Схемой не предполагается.

13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа) 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 поселения, городского округа 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.

ГЛАВА 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования город Мурманск приведены в таблицах 116 – 129.

Таблица 116 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	182,1	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,1	182,1	182,1
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,214	1,788	1,782	1,782	1,782	1,782	1,782	1,782	1,782	1,782	1,754	1,754	1,754
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,325	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,310	0,259	0,231	0,231	0,198	0,198	0,198
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	79,73	79,94	79,94	78,98	78,28	78,28	78,28	78,28	78,28	78,28	91,41	91,41	91,41
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г ут/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	27,71	28,82	27,15	25,09	22,92	20,64	18,26	15,70	15,68	15,64	15,56	15,45	15,12
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,00%	10,56%	10,56%	10,56%	10,56%	10,56%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	2,41%	2,41%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	32,2%	16,3%	18,2%	0	0	0	0

Таблица 117 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Южной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	171,9	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,308	1,802	1,803	1,803	1,803	1,809	1,809	1,809	1,910	1,910	1,910	1,910	1,910
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,251	0,264	0,264	0,264	0,264	0,265	0,265	0,265	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	91,42	91,42	90,60	85,56	84,76	84,58	84,58	84,58	83,80	83,80	83,80	83,80	83,80
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	29,70	30,11	29,60	29,10	28,55	27,95	27,30	26,60	25,85	25,05	24,20	23,30	12,95
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 118 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Восточной котельной

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	179,1	171,8	171,8	171,8	171,8	171,7	171,6	171,6	171,6	171,6	171,6	171,6	171,6
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,992	2,122	2,125	2,125	2,125	2,952	3,671	3,671	3,671	3,671	3,806	3,806	3,806
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,149	0,160	0,161	0,161	0,161	0,213	0,241	0,241	0,241	0,241	0,274	0,274	0,274
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	95,84	94,80	94,24	88,75	88,42	77,28	68,01	68,01	68,01	68,01	59,40	59,40	59,40
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	32,35	33,11	32,45	31,80	31,10	30,35	29,55	28,70	27,80	26,85	25,85	24,80	13,1
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 119 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Северная»

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	174,7	174,7	174,7	174,7	174,7	174,7	174,7	174,7	174,7	174,7	174,7	174,7	174,7
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,260	2,260	2,260	2,813	2,813	2,395	2,395	2,395	2,395	2,395	2,395	2,395	2,395
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,206	0,206	0,206	0,228	0,283	0,285	0,329	0,307	0,264	0,289	0,289	0,289	0,289
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	170,53	170,53	170,53	147,27	143,02	166,69	166,69	166,69	166,69	166,69	166,69	166,69	166,69
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	37,0	38,1	37,2	36,3	41,4	40,6	39,3	38,0	36,6	35,2	33,7	32,1	15,5
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	13,3%	21,1%	0,0%	6,1%	16,7%	28,8%	0	0	0	0

Таблица 120 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Роста»

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	176,8	176,8	176,8	176,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	3,169	3,169	3,169	3,169	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,162	0,162	0,162	0,162	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	193,93	193,93	193,93	193,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	28,00	29,11	28,65	28,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 121 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс»

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,058	0,058	0,058	0,058	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	189,24	189,24	189,24	189,24	189,24	189,24	189,24	189,24	189,24	189,24	189,24	189,24	189,24
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	28	29	28	26	24	22	20	18	16	14	12	10	14
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,00%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	0,0%

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 122 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	191,5	191,5	191,5	191,5	191,5	191,5	202,1	202,1	202,1	202,1	202,1	202,1	202,1
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	3,362	3,362	3,362	3,362	3,362	3,362	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	154,29	154,29	154,29	154,29	154,29	154,29	154,29	154,29	154,29	154,29	154,29	154,29	154,29
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	54,00	55,11	51,18	47,18	43,09	38,91	34,64	30,27	25,82	21,27	16,64	11,91	14,66
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной	%	0,0%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	0,0%

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
характеристике тепловых сетей														
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	100	0	0	0	0	0	0

Таблица 123 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	420,3	420,3	419,9	419,9	422,9	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,800	2,800	3,204	3,204	3,204	3,204	3,204	3,204	3,204	3,204	3,204	3,204	3,204
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,122	0,122	0,143	0,143	0,143	0,143	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	210,79	210,79	180,87	180,87	180,87	180,87	180,87	180,87	180,87	180,87	180,87	180,87	180,87
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	31,00	32,11	30,27	28,36	26,36	24,27	22,09	19,82	17,45	15,00	12,45	9,82	10,37
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	0,0%

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 124 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная»

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	0,848	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	131,57	131,57	131,57	131,57	131,57	131,57	131,57	131,57	131,57	131,57	131,57	131,57	131,57
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д												
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 125 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	146,8	146,8	146,8	146,8	146,8	146,8
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м ²	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
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,153	0,153	0,153	0,153	0,153	0,153	0,153	0,153	0,153	0,153	0,153	0,153	0,153
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м ² *ч/Гкал	228,45	228,45	228,45	228,45	228,45	228,45	228,45	228,45	228,45	228,45	228,45	228,45	228,45
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
характеристике тепловых сетей														
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 126 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	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
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,185	0,185	0,185	0,185	0,185	0,185	0,143	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	198,91	198,91	198,91	198,91	198,91	198,91	198,91	198,91	198,91	198,91	198,91	198,91	198,91
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии,	%	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии														

Таблица 127 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП»

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,108	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,107	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	510,39	510,39	510,39	510,39	510,39	510,39	510,39	510,39	510,39	510,39	510,39	510,39	510,39
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 128 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №22

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д												
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной	%	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

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
характеристике тепловых сетей														
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 129 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «Завод ТО ТБО»

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	209,3	196,9	196,9	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	4,455	4,455	4,455	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,160	0,178	0,178	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д												
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ГЛАВА 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения представлены п.4.2 настоящего документа. Более подробно оценка экономической эффективности инвестиций и ценовые последствия для потребителей рассмотрены в п.12.4 Главы 12 Обосновывающих материалов.

Согласно полученным результатам анализа развития систем теплоснабжения по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии.

Можно сделать вывод о том, что выполнение мероприятий является целесообразным.

Относительный рост тарифа за расчетный период схемы теплоснабжения относительно 2019 года составит:

по котельным АО «Мурманская ТЭЦ»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 90,33 %;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 55,3%;
- без реализации мероприятий: 111,6%;

по котельным АО «МЭС»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 108,3 %;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 105,06%;
- без реализации мероприятий: 116,8%;

по котельным АО «МЭС» (Росляково) (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий: 34,9%;
- без реализации мероприятий: 79,9%;

по угольной котельной МУП «МУК» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий: 104,5%;
- без реализации мероприятий: 107,9%;

по дизельной котельной МУП «МУК» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий: 59%;
- без реализации мероприятий: 81,8%;

по котельной АО «ММТП» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий: 51,9%;
- без реализации мероприятий: 60,5%;

по котельной АО «Завод ТО ТБО» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий: 98,1%;
- без реализации мероприятий: 118,2%.

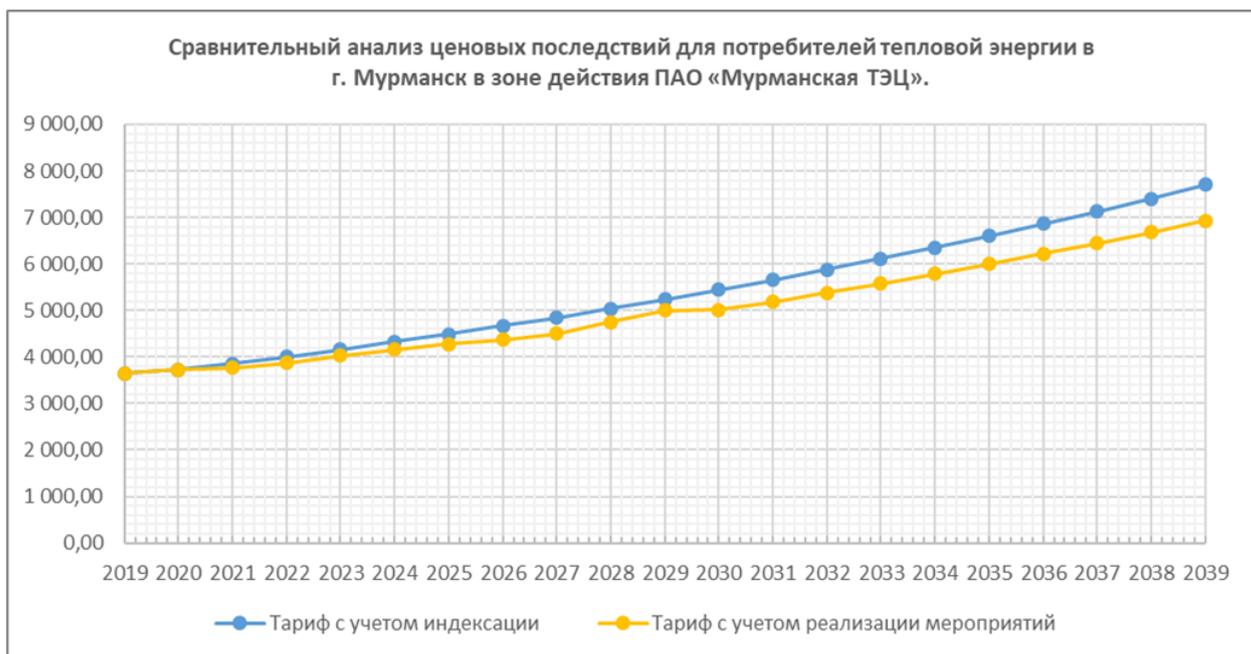


Рисунок 16. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)

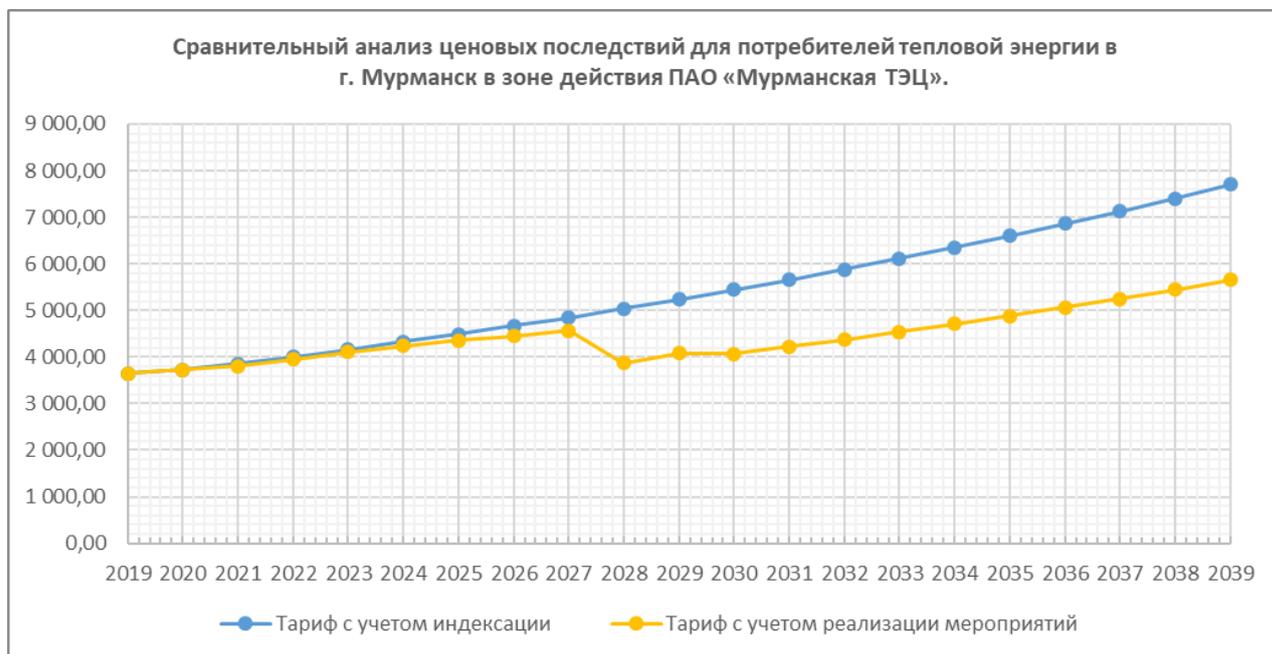


Рисунок 17. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

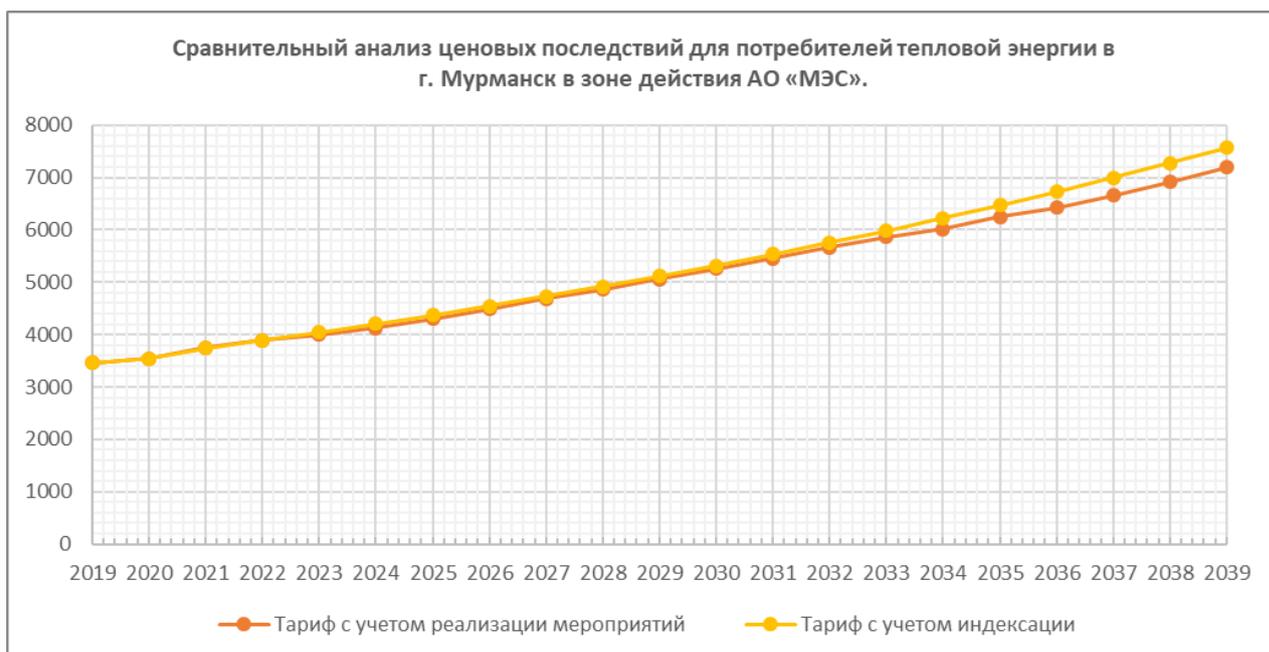


Рисунок 18. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)

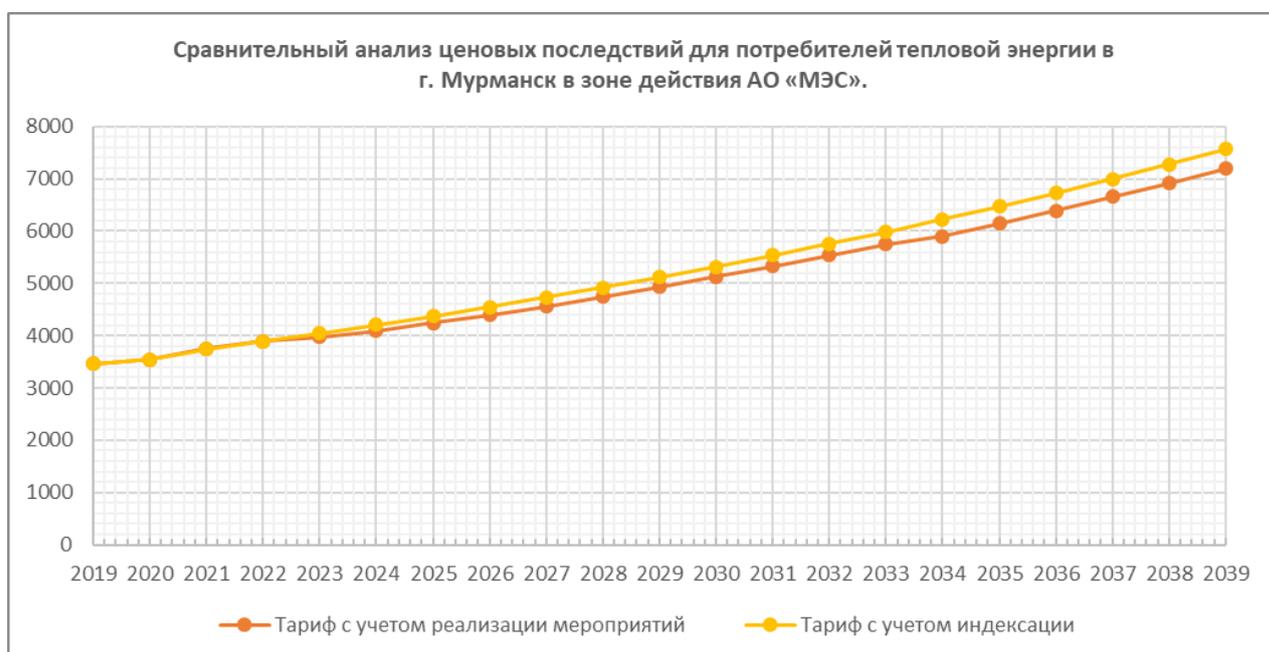


Рисунок 19. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

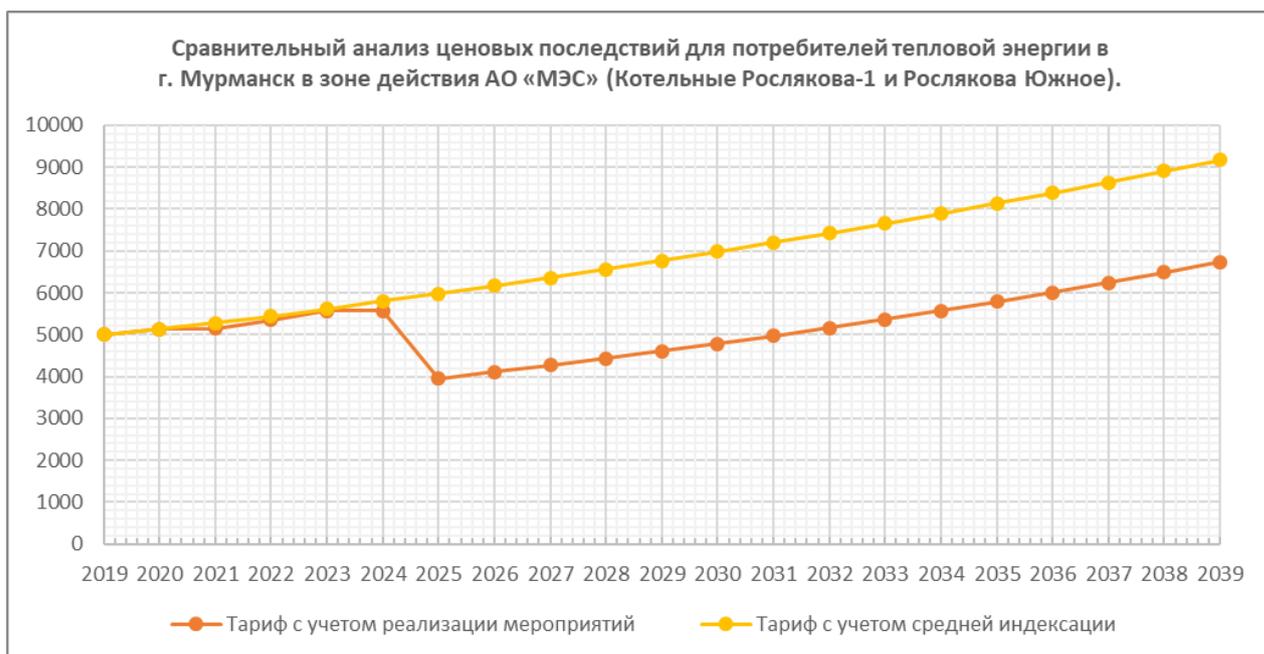


Рисунок 20. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

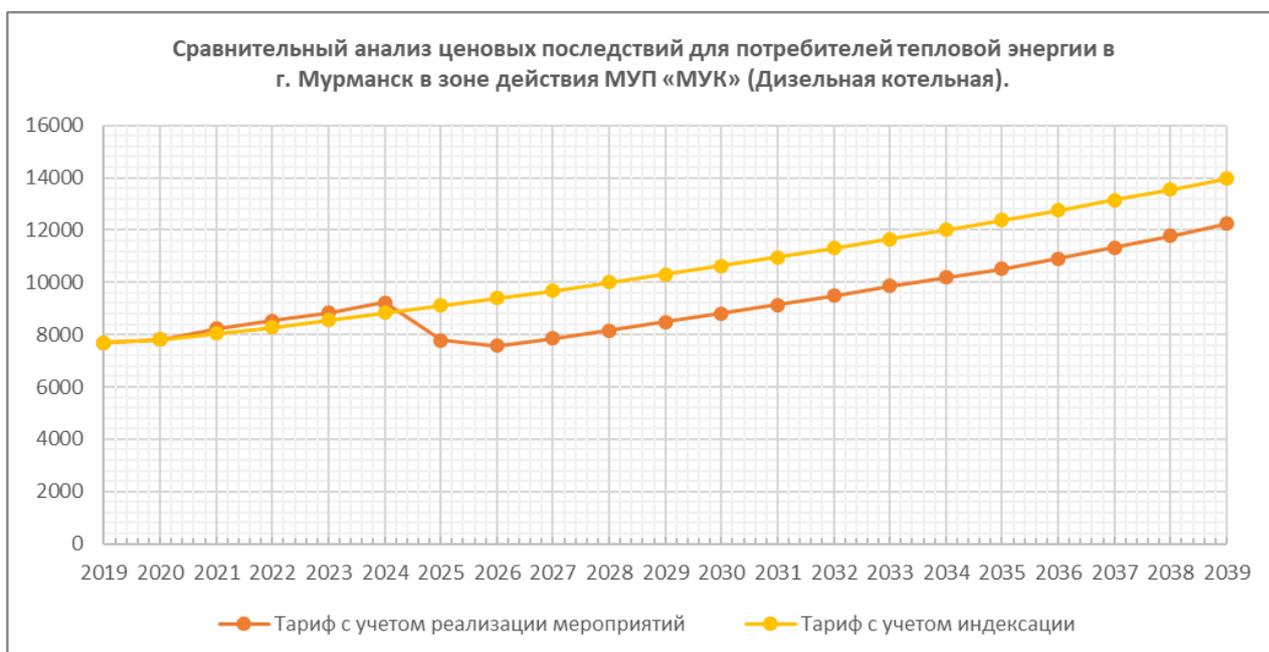


Рисунок 21. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от дизельной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

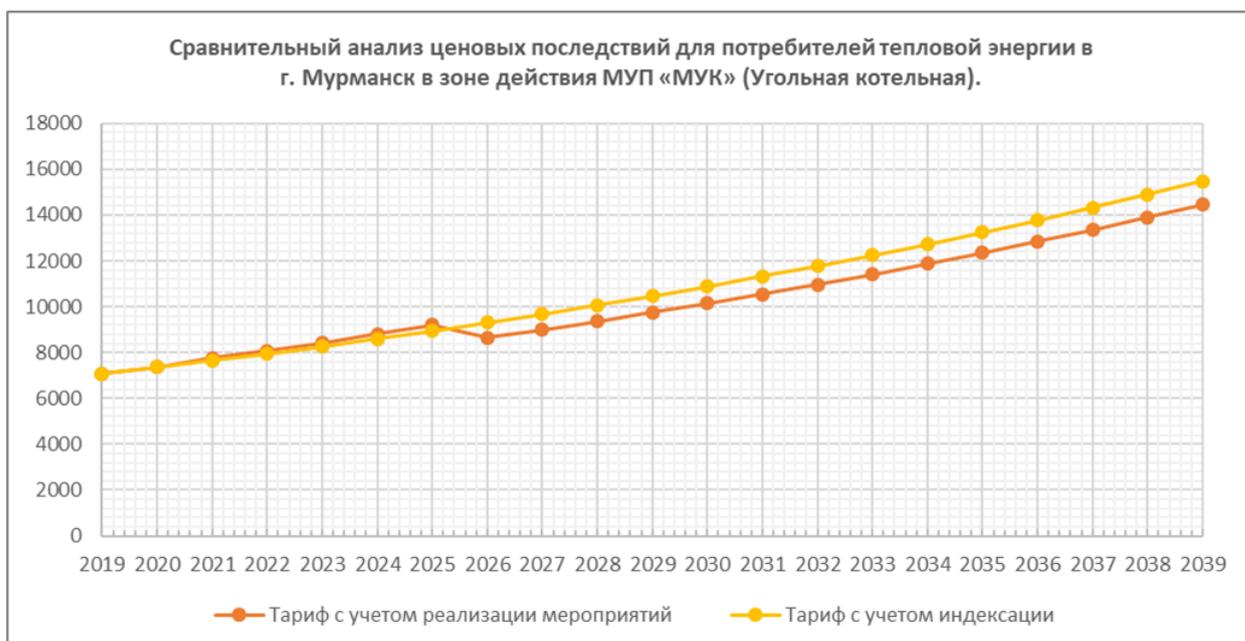


Рисунок 22. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

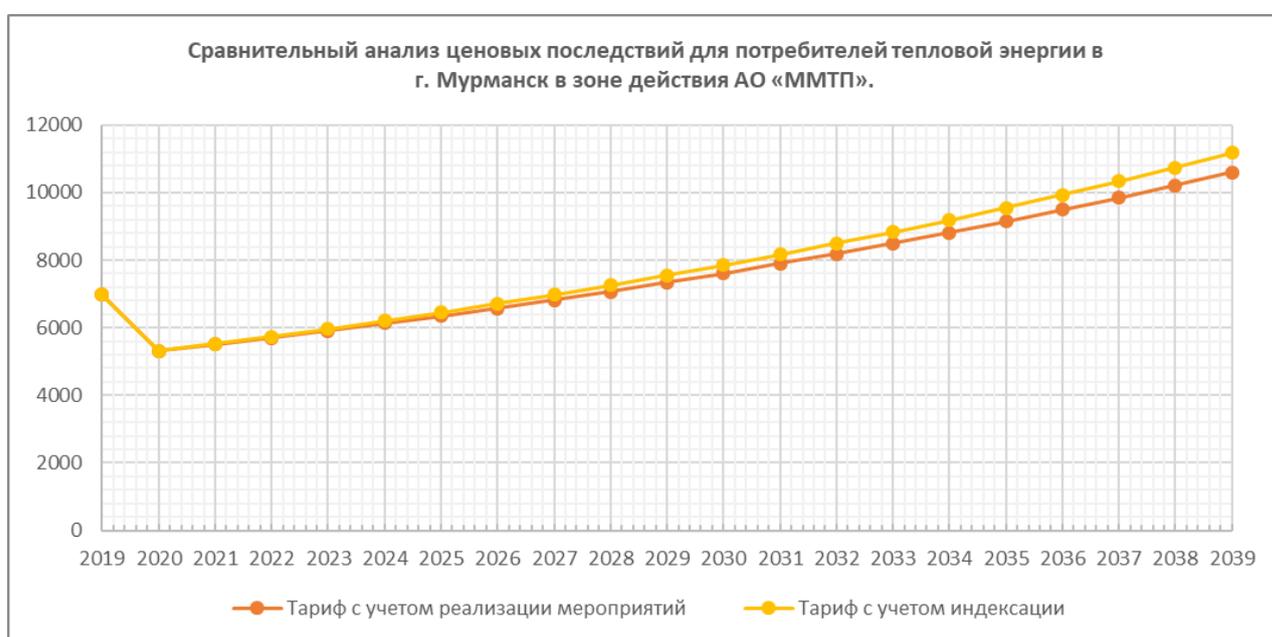


Рисунок 23. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

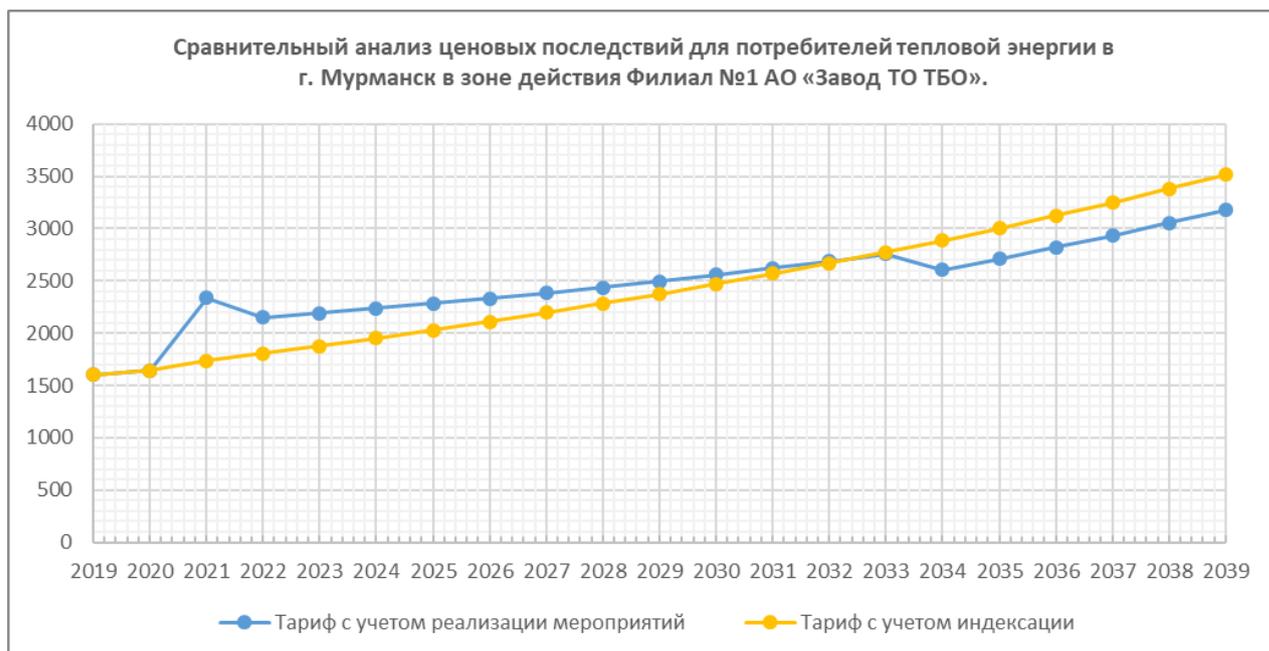


Рисунок 24. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Завод ТО ТБО» при реализации запланированных мероприятий и без них (с учетом предельного роста тарифа)

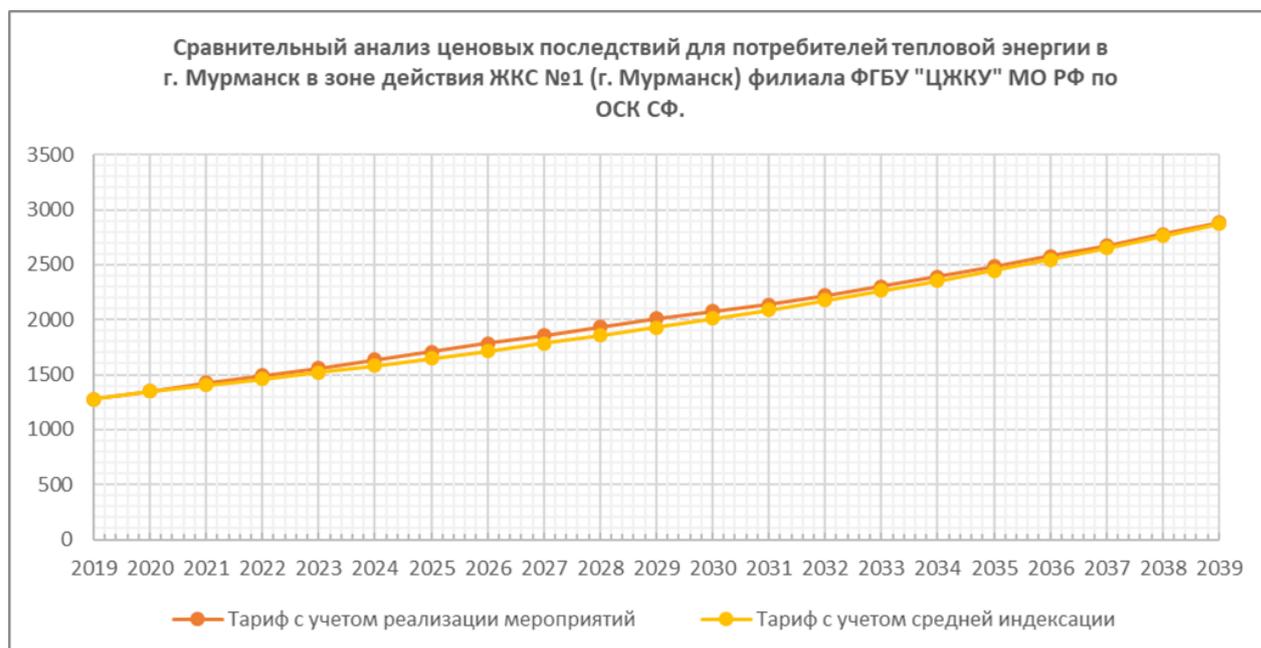


Рисунок 25. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной 22 при реализации запланированных мероприятий и без них (с учетом предельного роста тарифа)