



**Актуализация на 2019 год**  
**Схемы теплоснабжения**  
**муниципального образования город Мурманск**  
**с 2016 по 2031 годы**  
**Пояснительная записка**  
**Том двенадцатый**

г. Санкт-Петербург

2017 год



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

\_\_\_\_\_ Е.А. Кикоть

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной

политике администрации города Мурманска

\_\_\_\_\_ А.Ю. Червинко

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**Актуализация на 2019 год**  
**Схемы теплоснабжения**  
**муниципального образования город Мурманск**  
**с 2016 по 2031 годы**  
**Обосновывающие материалы**  
**Пояснительная записка**  
**Том двенадцатый**

г. Санкт-Петербург

2017 год



## ОГЛАВЛЕНИЕ

Перечень принятых сокращений.....	8
ВВЕДЕНИЕ .....	11
Глава 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории муниципального образования, городского округа.....	13
1.1. Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам – на каждый год первого пятилетнего периода и на последующие пятилетние периоды .....	13
1.2. Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления .....	17
1.3. Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе.....	20
Глава 2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей .....	21
2.1. Радиус эффективного теплоснабжения.....	21
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии. ....	24
2.3. Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе .....	28
Глава 3. Перспективные балансы теплоносителя.....	37
3.1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей.....	37
3.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения .....	38
Глава 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии .....	39

4.1. Сценарные условия развития энергетики Мурманской области .....	39
4.2. 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 .....	41
4.3. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии .....	42
4.4. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	62
4.5. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, 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 и экономически нецелесообразн .....	113
4.6. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.....	113
4.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы.....	113
4.8. Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе .....	114
4.9. Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценка затрат при необходимости его изменения .....	114
Глава 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.....	116
5.1. Предложения по строительству и реконструкции 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 тепловых резервов)	122
5.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах муниципального образования, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку	124
5.3. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	129
5.4. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	131
5.5. 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	133
5.6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	147
5.7. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности	157
5.8. Строительство и реконструкция насосных станций	157
5.9. Организация закрытой схемы горячего водоснабжения	163
Глава 6. Перспективные топливные балансы	171
Глава 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение...	185
7.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе	185
7.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	189
7.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения	193
Глава 8. Обоснование предложений по созданию единой (единых) теплоснабжающей (их) организации в муниципальном образовании город Мурманск	194
Глава 9. Решения о распределении нагрузки между источниками	200
Глава 10. Решения по бесхозяйственным тепловым сетям	201

## 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
Схема теплоснабжения	Документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
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

Термины	Определения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)

## Перечень принятых сокращений

№ 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	ЗАО	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



<b>№ п/п</b>	<b>Сокращение</b>	<b>Пояснение</b>
27	ОДЗ	Общественно-деловая застройка
28	ОДС	Оперативная диспетчерская служба
29	ОИК	Оперативный информационный комплекс
30	ОКК	Организация коммунального комплекса
31	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
32	ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
33	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
34	ПГУ	Парогазовая установка
35	ПИР	Проектные и изыскательские работы
36	ПНС	Повысительно-насосная станция
37	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
38	ППМ	Пенополиминерал
39	ППУ	Пенополиуретан
40	ПСД	Проектно-сметная документация
41	РЭК	Региональная энергетическая комиссия
42	СМР	Строительно-монтажные работы
43	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
44	ТБО	Твердые бытовые отходы
45	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
46	ТФУ	Теплофикационная установка
47	ТЭ	Тепловая энергия
48	ТЭО	Технико-экономическое обоснование
49	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
50	УПБС ВР	Укрупненный показатель базовой стоимости на виды работ
51	УПР	Укрупненный показатель базисных стоимостей по видам строительства
52	УРУТ	Удельный расход условного топлива
53	УСС	Укрупненный показатель сметной стоимости

<b>№ п/п</b>	<b>Сокращение</b>	<b>Пояснение</b>
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

## ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития России. Это подтверждается вступившим в силу 23 ноября 2009 года Федеральным законом РФ № 261 "Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности".

По данным Минэнерго потенциал энергосбережения в России составляет около 400 млн. тонн условного топлива в год, что составляет не менее 40 процентов внутреннего потребления энергии в стране. Одна треть энергосбережения находится в ТЭК, особенно в системах теплоснабжения. Затраты органического топлива на теплоснабжение составляют более 40% от всего используемого в стране, т.е. почти столько же, сколько тратится на все остальные отрасли промышленности, транспорт и т. д. Потребление топлива на нужды теплоснабжения сопоставимо со всем топливным экспортом страны.

Экономию тепловой энергии в сфере теплоснабжения можно достичь как за счет совершенствования источников тепловой энергии, тепловых сетей, теплопотребляющих установок, так и за счет улучшения характеристик отапливаемых объектов, зданий и сооружений.

Проблема обеспечения тепловой энергией городов России, в связи с суровыми климатическими условиями, по своей значимости сравнима с проблемой обеспечения населения продовольствием и является задачей большой государственной важности.

Вместе с тем, на сегодняшний день экономика России стабильно растет. За последние годы были выбраны все резервы тепловой мощности, образовавшие в период экономического спада 1991 – 1997 годов, и потребление тепла достигло уровня 1990 года, а потребление электрической энергии, в некоторых регионах превысило этот уровень. Возникла необходимость в понимании того, будет ли обеспечен дальнейший рост экономики адекватным ростом энергетики и, что более важно, что нужно сделать в энергетике и топливоснабжении для того, чтобы обеспечить будущий рост.

До недавнего времени, регулирование в сфере теплоснабжения производилось федеральными законами от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ "Об электроэнергетике", от 30 декабря 2004 года № 210-ФЗ "Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса", от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской

Федерации". Однако регулирование отношений в сфере теплоснабжения назвать всеобъемлющим было нельзя.

В связи с чем, 27 июля 2010 года был принят Федеральный закон №190-ФЗ "О теплоснабжении". Федеральный закон устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

**Схема теплоснабжения муниципального образования, городского округа** — документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

## **Глава 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории муниципального образования, городского округа**

Прогноз перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения потребителей г. Мурманска приведен в Главе 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения".

**1.1. Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам – на каждый год первого пятилетнего периода и на последующие пятилетние 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 12.1.

Прогноз основан на данных Генерального плана и данных, полученных от Комитета градостроительства и территориального развития города Мурманска. Кроме того, использованы данные о выданных технических условиях на подключение новых объектов к системе централизованного теплоснабжения, предоставленные теплоснабжающими организациями города, данные о социальных объектах, реконструируемых к 100-летию г. Мурманска, данные по сносу ветхого и аварийного жилья.

Прогноз изменения строительных фондов по элементам территориального деления приведен в Приложении 1 "Прогноз приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления" Главы 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска.



Рисунок 12.1. Схема территориального деления 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 2015 году, когда общий объем жилищного фонда составит 7310 тыс. кв. м общей площади при численности населения 314 тыс. человек. Прирост средней жилищной обеспеченности за расчетный период действия Генерального плана должен составить 5,9 кв. м на человека или 26,7 %.

В таблице 12.1 представлен общий прирост перспективных площадей по единицам территориального деления. В таблице 12.2 представлен прирост площадей жилой застройки на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения, в таблице 12.3 – ОДЗ (общественных зданий), в таблице 12.4 – прирост площадей нежилой застройки (производственных зданий промышленных предприятий).

По единицам территориального деления произведена оценка убыли существующего фонда за счет сноса ветхих и аварийных построек, результаты представлены в Приложении 1 "Прогноз приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления" Главы 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска. В таблице 12.5 представлены сноса площадей по единицам территориального деления.

В таблице 12.6 представлены сводные показатели прироста строительных площадей учетом сноса ветхих сооружений.

В Приложении 1 "Прогноз приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления" Главы 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска представлены прогнозы прироста и убыли площадей по единицам территориального деления для следующих категорий сооружений:

- жилая застройка;
- общественно-деловая застройка (общественные здания);
- нежилая застройка (производственные здания).

**Таблица 12.1. Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения**

Район	Прирост строительной площади, тыс. м <sup>2</sup>						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2031
Первомайский	26,24	41,61	187,52	231,84	233,38	262,03	589,89
Октябрьский	67,70	69,46	71,21	81,56	164,58	175,60	275,90
Ленинский:	40,70	55,90	55,90	56,40	56,40	135,47	188,19
(в том числе жилой район Росляково)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	79,07	131,79
<b>Итого</b>	<b>134,65</b>	<b>166,97</b>	<b>314,63</b>	<b>369,80</b>	<b>454,36</b>	<b>573,10</b>	<b>1053,99</b>

**Таблица 12.2. Прирост жилых площадей на территории г. Мурманска на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения**

Район	Прирост строительной площади, тыс. м <sup>2</sup>						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2031
Первомайский	7,37	19,64	80,45	81,46	83,01	87,08	363,86
Октябрьский	1,75	3,51	5,26	11,01	28,03	39,05	81,45
Ленинский	40,70	55,90	57,70	57,70	57,70	136,77	189,49
(в том числе жилой район Росляково)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	79,07	131,79
<b>Итого</b>	<b>49,82</b>	<b>79,04</b>	<b>143,40</b>	<b>150,18</b>	<b>168,74</b>	<b>262,90</b>	<b>634,80</b>

**Таблица 12.3. Прирост площадей общественно-деловой застройки на территории г. Мурманска на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения**

Район	Прирост строительной площади, тыс. м <sup>2</sup>						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2031
Первомайский	17,70	17,70	102,80	146,10	146,10	170,68	221,76
Октябрьский	65,95	65,95	65,95	70,55	136,55	136,55	194,45
Ленинский	0,00	0,00	0,00	0,50	0,50	0,50	0,50
(в том числе жилой район Росляково)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	0,00	0,00
<b>Итого</b>	<b>83,65</b>	<b>83,65</b>	<b>168,75</b>	<b>217,15</b>	<b>283,15</b>	<b>307,73</b>	<b>416,71</b>

**Таблица 12.4 Прирост промышленных площадей на территории г. Мурманска на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения**

Район	Прирост строительной площади, тыс. м <sup>2</sup>						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2031
Первомайский	1,17	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27
Октябрьский	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ленинский	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(в том числе жилой район Росляково)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
<b>Итого</b>	<b>1,17</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>

**Таблица 12.5. Снос строительных площадей на территории г. Мурманска на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения**

Район	Убыль строительной площади, тыс. м <sup>2</sup>						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2031
Первомайский	2,06	4,10	4,10	20,85	23,26	23,26	31,67
Октябрьский		0,66	0,66	10,90	10,90	10,90	15,89
Ленинский		0,17	0,17	12,57	12,57	12,57	13,89
(в том числе жилой район Росляково)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	0,00	0,00
<b>Итого</b>	<b>2,06</b>	<b>4,94</b>	<b>4,94</b>	<b>44,31</b>	<b>46,72</b>	<b>46,72</b>	<b>61,45</b>



**Таблица 12.6. Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения с учетом сноса**

Район	Прирост строительной площади, тыс. м <sup>2</sup>						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2031
Первомайский	24,18	37,51	183,42	210,99	210,12	238,77	558,22
Октябрьский	67,70	68,80	70,55	70,67	153,69	164,70	260,02
Ленинский	40,70	55,73	55,73	43,83	43,83	122,91	174,30
(в том числе жилой район Росляково)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
<b>Итого</b>	<b>132,59</b>	<b>162,03</b>	<b>309,69</b>	<b>325,49</b>	<b>407,64</b>	<b>526,38</b>	<b>992,54</b>

Из представленных данных следует, что наибольшая доля прогнозируемых площадей относится к жилой застройке (68-70% от общего прироста строительного фонда).

## **1.2. Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления**

Прогноз прироста тепловых нагрузок на территории г. Мурманска сформирован на основании прогноза перспективной застройки на расчетный период актуализации схемы теплоснабжения. Аналогично прогнозу перспективной застройки, прогноз спроса на тепловую энергию выполнен для каждой единицы территориального деления.

В соответствии с п. 16 главы 1 Общие положения "Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения", утвержденных приказом Минэнерго России №565 и Минрегиона России №667 от 29.12.2012 "Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения": "Для формирования прогноза теплоснабжения на расчетный период рекомендуется принимать нормативные значения удельного теплоснабжения вновь строящихся и реконструируемых зданий в соответствии со СНиП 23-02-2003 "Тепловая защита зданий" (его актуализации) (далее по тексту – СНиП) и на основании Постановления Правительства РФ от 25.01.2011 №18 "Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов" (далее по тексту – Требования энергоэффективности зданий, строений и сооружений).

Прогноз прироста тепловых нагрузок на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения сформирован на основании представленных документов, а также следующих рекомендаций и нормативно-правовых актов:

1) Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 17 мая 2011 г. №224 "Об утверждении требований энергетической эффективности зданий, строений и сооружений";

2) ГОСТ Р 54964-2012 "Оценка соответствия. Экологические требования к объектам недвижимости" (Дата введения 01.03.2013 г.);

3) СП 50.13330.2012 актуализированная версия СНиП 23-02-2003 "Тепловая защита зданий";

4) СП 131.13330.2012 актуализированная версия СНиП 23-01-99 "Строительная климатология".

Прирост тепловых нагрузок на территории г. Мурманска на расчетный период в границах единиц территориального деления представлен в таблице 12.7.

**Таблица 12.7. Приросты тепловых нагрузок на расчетный период, Гкал/ч**

Район	2017	2018	2019	2020	2021	2026	2031
Первомайский	2,30	9,96	13,81	14,46	14,46	23,81	39,38
Октябрьский	2,32	2,45	12,44	12,44	14,64	18,65	21,32
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	1,39	1,43	1,43	1,43	2,33	5,90	1,43
<b>Итого</b>	<b>6,00</b>	<b>13,84</b>	<b>27,68</b>	<b>28,33</b>	<b>31,43</b>	<b>48,35</b>	<b>62,14</b>

Из таблицы 12.7 следует:

- суммарный прирост тепловой нагрузки на территории г. Мурманска в течение расчетного периода ожидается в объеме 62,14 Гкал/ч;

- наибольший прирост тепловых нагрузок ожидается на территории Первомайского и Октябрьского районов.

Абсолютный прирост тепловых нагрузок по видам теплопотребления на расчетный период в границах районов представлен в таблицах 12.8, 12.9.

**Таблица 12.8. Прогнозируемый прирост потребления тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции на расчетный период, Гкал/ч**

Район	2017	2018	2019	2020	2021	2026	2031
Первомайский	1,94	6,58	8,70	9,10	9,10	16,53	28,92
Октябрьский	2,07	2,14	10,24	10,24	12,04	15,47	17,76
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	0,00	0,04	0,04	0,04	0,75	3,61	3,61
<b>Итого</b>	<b>4,01</b>	<b>8,75</b>	<b>18,98</b>	<b>19,38</b>	<b>21,89</b>	<b>35,61</b>	<b>50,28</b>

**Таблица 12.9. Прогнозируемый абсолютный прирост потребления тепловой мощности на нужды ГВС на расчетный период, Гкал/ч**

Район	2017	2018	2019	2020	2021	2026	2031
Первомайский	1,75	4,78	6,50	6,75	6,75	8,66	11,85
Октябрьский	0,25	0,31	2,20	2,20	2,60	3,18	3,56
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,19	0,91	0,91
<b>Итого</b>	<b>2,00</b>	<b>5,09</b>	<b>8,70</b>	<b>8,95</b>	<b>9,53</b>	<b>12,75</b>	<b>16,32</b>

Из таблиц 12.8, 12.9 следует, что:

- доля прироста потребления тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции от величины суммарного прироста потребления тепловой мощности составит 76,5%;

- доля прироста потребления тепловой мощности на нужды ГВС составит 23,5 %.

Результаты расчета прироста объемов потребления теплоносителя на расчетный период актуализации схемы теплоснабжения по элементам территориального деления по видам теплопотребления представлены таблицах 12.10, 12.11.

**Таблица 12.10. Прогнозируемый прирост потребления теплоносителя на нужды отопления и вентиляции, т/ч**

Район	2017	2018	2019	2020	2021	2026	2031
Первомайский	24,22	82,20	108,76	113,76	113,76	206,64	299,53
Октябрьский	25,88	26,69	127,98	127,98	150,48	193,38	221,99
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	0,00	0,50	0,50	0,50	9,42	45,07	45,07
<b>Итого</b>	<b>50,10</b>	<b>109,39</b>	<b>237,24</b>	<b>242,24</b>	<b>273,65</b>	<b>445,10</b>	<b>566,59</b>

**Таблица 12.11. Прогнозируемый прирост потребления теплоносителя на нужды ГВС, т/ч**

Район	2017	2018	2019	2020	2021	2026	2031
Первомайский	21,83	59,70	81,23	84,36	84,36	108,28	132,20
Октябрьский	3,12	3,87	27,49	27,49	32,49	39,73	44,56
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	0,00	0,08	0,08	0,08	2,32	11,32	11,32
<b>Итого</b>	<b>24,95</b>	<b>63,65</b>	<b>108,79</b>	<b>111,92</b>	<b>119,17</b>	<b>159,33</b>	<b>188,08</b>

**1.3. Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и прироста потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) 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.

## **Глава 2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей**

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей приведены в Главе 4 "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки" обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2015 по 2029 г.

### **2.1. Радиус эффективного 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.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

В технической литературе приводится методика расчета двух критериев: "радиус оптимального теплоснабжения", "предельный радиус действия тепловой сети".

Для расчета радиусов теплоснабжения использованы характеристики объектов теплоснабжения, а также информация о технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Зональные характеристики объектов теплоснабжения от источников тепловой энергии, а также результаты расчета радиусов оптимального и предельного теплоснабжения представлены в таблице 12.12.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Исключение составляют системы теплоснабжения, образованные на базе котельных:

- котельная п. Абрам – Мыс;
- котельная АО «ММРП».

Для представленных источников в качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения рассмотрены ЦТП, от которых осуществляется отпуск тепловой энергии в виде горячей воды.

**Таблица 12.12. Результаты расчета радиусов оптимального и предельного теплоснабжения для источников централизованного теплоснабжения**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Подключенная нагрузка потребителей	Среднее число абонентов на 1 км <sup>2</sup>	Теплоплотность района	Радиус оптимального теплоснабжения	Предельный радиус действия тепловой сети
		Гкал/ч	шт./км <sup>2</sup>	(Гкал/ч·км <sup>2</sup> )	км	км
1	ПАО "Мурманская ТЭЦ"	284,4	232,43	47,5	2,84	6,61
2	Южная котельная	289,9	131,13	40,9	2,62	11,19
3	Восточная котельная	153,1	203,49	43,6	2,08	8,25
4	Северная котельная	202,78	139,02	28,1	1,88	4,43
5	Котельная п. Абрам-Мыс, ЦТП	3,9704	206,95	35,4	0,55	0,82
6	Котельная "РОСТА"	27,448	556,96	35,7	1,07	2,28
7	Котельная ММРП, ЦТП ул. Фестивальная	0,633	336,73	168,9	0,10	0,31
8	Котельная ММРП, ЦТП ул. Новосельская	0,742	379,75	222,2	0,09	0,27
9	Котельная ММТП	14,03	305,97	36,2	1,10	2,38
10	Угольная котельная МУК	0,928	57,58	17,8	0,37	0,88

№ п/п	Источник тепловой энергии	Подключенная нагрузка потребителей	Среднее число абонентов на 1 км <sup>2</sup>	Теплоплотность района	Радиус оптимального теплоснабжения	Предельный радиус действия тепловой сети
		Гкал/ч	шт./км <sup>2</sup>	(Гкал/ч·км <sup>2</sup> )	км	км
11	Дизельная котельная МУК	0,950	163,92	31,1	0,43	0,95
12	Котельная ТЦ "Росляково-1"	19,0917	144,23	39,9	0,56	0,89
13	Котельная ТЦ "Росляково-1" Южная	2,1583	140,35	45,4	0,21	0,28
14	Котельная №22	0,405	н/д	н/д	0,48	0,8

Существующая жилая и социально-административная застройка, как правило, 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.

Исключение составляет система теплоснабжения, образованная на базе котельной АО «ММРП». Отпуск тепловой энергии потребителям с горячей водой осуществляется из ЦТП. При этом тепловая энергия к ЦТП поступает с паром по паропроводам протяженностью около 1 км, что не оправдано с технической и экономической точек зрения. В связи с высоким физическим износом, а также отсутствием возможности безубыточного использования, АО «Мурманский морской рыбный порт» планирует вывод из эксплуатации источника тепловой энергии – котельной АО «Мурманский морской рыбный порт», и тепловых сетей от него.

Ввиду этого, в настоящей работе предусмотрено переключение существующих потребителей на теплоснабжение от иного источника тепловой энергии – потребителей от ЦТП ул. Фестивальная планируется подключить к новому источнику теплоснабжения – БМК на жидком топливе (согласно 1 или 2 сценарию развития).

## **2.2. 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 ПАО "Мурманская ТЭЦ".

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

### **– ПАО "Мурманская ТЭЦ"**

На балансе предприятия находится большая часть тепловых сетей Октябрьского и Первомайского округов города, три крупных источника тепловой энергии, отпускающие тепловую энергию с коллекторов как напрямую потребителям, так и через тепловые сети АО "Мурманэнергосбыт", ОАО "МЭК", АО «ГУ» ЖКХ».

### **– АО "Мурманэнергосбыт"**

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

-у ГОУТП "ТЭКОС" три источника тепловой энергии в г. Мурманске,

-у МУП "Североморские тепловые сети", процедура банкротства которого начата в 2010 году, два источника тепловой энергии (котельные жилого района Росляково) с внутриквартальными тепловыми сетями,

-внутриквартальные тепловые сети и ЦТП в Октябрьском и Первомайском административных округах г. Мурманска,

-магистральные, внутриквартальные тепловые сети и насосные станции в Ленинском административном округе г. Мурманска,

-тепловые сети и ЦТП в пос. Абрам-мыс Первомайского округа г. Мурманска. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО "ММРП" и ОАО"ПАО "Мурманская ТЭЦ".

### **– АО "Мурманский морской рыбный порт"**

В собственности предприятия находится один источник тепловой энергии, который снабжает жилфонд в виде пара по паропроводам, один из которых принадлежит АО «ММРП», а другой передан на праве оперативного управления ММБУ «Управление дорожного хозяйства», до центральных тепловых пунктов АО «Мурманэнергосбыт». На одном из ЦТП АО «Мурманэнергосбыт» пар преобразуется



в сетевую воду, на втором – в сетевую воду и ГВС, а затем по внутриквартальным сетям АО «Мурманэнергосбыт» тепловая энергия подается непосредственно к внутридомовым тепловым сетям. Котельная АО «ММРП» также снабжает теплом на нужды отопления и технологические нужды ряд промышленных объектов в Южном районе Рыбного порта.

– **МУП "Мурманская управляющая компания"**

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

– **ОАО "Завод ТО ТБО"**

Предприятие осуществляет передачу тепловой энергии в паре по собственной тепловой сети на Восточную котельную ОАО "ПАО "Мурманская ТЭЦ"".

– **ОАО "Мурманская энергосбытовая компания"**

Организация имеет в краткосрочной аренде участок тепловых сетей и один ИТП, по средствам которых осуществляется теплоснабжение нескольких образовательных и культурных учреждений тепловой энергией ПАО "Мурманская ТЭЦ", АО "Мурманэнергосбыт", АО "ММРП".

– **ОАО "Ремонтно-эксплуатационное управление"**

Организации переданы в безвозмездное пользование от Минобороны РФ в муниципальном образовании г. Мурманск участки сетей, тепловые пункты и 15 котельных для выполнения функций единственного поставщика тепловой энергии для нужд Минобороны России и подведомственных Минобороны России организаций.

– **ПАО "Мурманский морской торговый порт"**

На территории предприятия есть источник тепловой энергии, находящийся в долгосрочной аренде и тепловые сети, частично находящиеся в собственности. Собственником котельной является ФГУП "Росморпорт". Тепловая энергия поступает на нужды промпредприятий в зоне торгового порта.

– **Жилищно-эксплуатационный отдел №1 Мурманский филиал  
Федерального Государственного Бюджетного Учреждения  
«Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства  
Обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота**

Организация осуществляет эксплуатацию котельной, обеспечивающей теплоснабжение 2 жилых домов в в/г №6, пос. Росляково.

Зоны действия источников тепловой энергии представлены в приложении Л к Главе 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" обосновывающих материалов Актуализации на 2019 год схемы теплоснабжения г. Мурманска на период с 2016 по 2031 г.

#### **Описание перспективных зон действия систем централизованного теплоснабжения**

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

Влияние данного мероприятия на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии" и Главе 7 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них" обосновывающих материалов Актуализации на 2019 год схемы теплоснабжения г. Мурманска на период с 2016 по 2031 г. соответственно.

#### **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 2.2 Главы 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии" обосновывающих материалов Актуализация на 2019 год схемы теплоснабжения г. Мурманска на период с 2016 по 2031 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.

Ориентировочные приросты тепловых нагрузок в зонах действия индивидуальных источников тепловой энергии представлены в таблице 12.13.

**Таблица 12.13. Приросты тепловых нагрузок в зоне действия индивидуальных источников тепловой энергии**

Район	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025	2026-2031
Первомайский	0,99	1,01	1,02	1,04	1,05	1,10	1,14
Октябрьский	0,16	0,24	0,46	0,69	0,91	1,15	1,31
Ленинский	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>1,15</b>	<b>1,25</b>	<b>1,48</b>	<b>1,72</b>	<b>1,96</b>	<b>2,25</b>	<b>2,45</b>

### **2.3. Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе**

Балансы существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия источников тепловой энергии (прогнозируемые в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения) определяются по балансам существующей тепловой мощности "нетто" источников тепловой энергии и тепловой нагрузки на коллекторах источников.

В таблице 12.14 представлены балансы существующей тепловой мощности "нетто" и перспективной тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности "нетто" в каждой из выделенных зон действия источников на каждый год расчетного периода.

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

**Таблица 12.14. Резерв (дефицит) существующей и перспективной располагаемой тепловой мощности котельных при обеспечении перспективных тепловых нагрузок**

№ п/п	Наименование	Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	Мурманская ТЭЦ	Тепловая нагрузка внешних потребителей	284,40	286,81	286,90	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55
		Тепловая нагрузка на коллекторах	310,42	313,05	313,15	311,68	311,68	311,68	311,68	311,68	311,68	311,68	311,68	311,68	311,68	311,68	311,68	311,68
		Располагаемая тепловая мощность	260,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00	271,00
		Тепловая мощность "нетто"	232,70	271,00	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70	243,70
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	-77,72	-42,05	-69,45	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98	-67,98
2	Южная котельная	Тепловая нагрузка внешних потребителей	289,90	290,78	298,44	304,38	305,03	305,03	305,03	305,03	307,76	310,87	313,99	317,10	320,22	323,33	326,45	329,56
		Тепловая нагрузка на коллекторах	316,57	317,53	325,90	332,39	333,10	333,10	333,10	333,10	336,07	339,47	342,87	346,27	349,68	353,08	356,48	359,88
		Располагаемая тепловая мощность	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00	461,00
		Тепловая мощность "нетто"	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91	438,91
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	122,34	121,38	113,01	106,52	105,81	105,81	105,81	105,81	102,84	99,44	96,04	92,63	89,23	85,83	82,43	79,03

№ п/п	Наименование	Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
3	Восточная котельная	Тепловая нагрузка внешних потребителей	153,10	155,42	155,42	162,92	162,92	165,12	165,12	165,12	165,47	166,81	168,14	169,48	170,82	170,82	170,82	170,82
		Тепловая нагрузка на коллекторах	167,43	169,96	170,11	178,31	178,31	180,72	180,72	180,72	181,10	182,57	184,03	185,50	186,96	186,80	186,80	186,80
		Располагаемая тепловая мощность	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00
		Тепловая мощность "нетто"	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77	374,77
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	221,04	218,72	220,07	211,87	211,87	209,46	209,46	209,46	209,11	207,77	206,43	205,10	203,76	203,76	203,76	203,76
4	Котельная «Северная»	Тепловая нагрузка внешних потребителей	202,53	193,16	193,16	192,59	192,59	192,59	192,59	192,59	192,59	192,59	192,59	192,59	192,59	192,59	192,59	192,59
		Тепловая нагрузка на коллекторах	223,26	211,66	211,66	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04
		Располагаемая тепловая мощность	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40	348,40
		Тепловая мощность "нетто"	336,32	336,32	337,99	338,02	338,02	338,02	338,02	338,02	338,02	338,02	338,02	338,02	338,02	338,02	338,02	338,02
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	113,06	124,66	126,33	126,98	126,98	126,98	126,98	126,98	126,98	126,98	126,98	126,98	126,98	126,98	126,98	126,98
5	Котельная пос. Абрам-Мыс	Тепловая нагрузка	3,93	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88

№ п/п	Наименование	Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
		внешних потребителей																
		Тепловая нагрузка на коллекторах	4,46	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41
		Располагаемая тепловая мощность	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46	21,46
		Тепловая мощность "нетто"	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	20,99	20,99
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	16,53	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59	16,59
6	Котельная РОСТа	Тепловая нагрузка внешних потребителей	27,56	27,53	27,53	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04	27,53
		Тепловая нагрузка на коллекторах	31,72	31,69	31,69	31,19	31,19	31,19	31,19	31,19	31,19	31,19	31,19	31,19	31,19	31,19	31,19	31,69
		Располагаемая тепловая мощность	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74	59,74
		Тепловая мощность "нетто"	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01	57,01
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	25,29	25,33	25,33	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82	25,33
7	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Тепловая нагрузка внешних потребителей	21,23	19,11	19,11	19,11	19,11	20,00	20,89	21,79	22,68	23,57	23,57	23,57	23,57	23,57	23,57	23,57

№ п/п	Наименование	Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
		Тепловая нагрузка на коллекторах	23,88	21,49	21,49	21,49	21,49	22,39	23,28	24,17	25,07	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96
		Располагаемая тепловая мощность	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56
		Тепловая мощность "нетто"	31,43	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	7,55	10,05	10,05	10,05	10,05	9,16	8,27	7,37	6,48	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59
8	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Тепловая нагрузка внешних потребителей	2,37	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
		Тепловая нагрузка на коллекторах	2,49	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27
		Располагаемая тепловая мощность	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61
		Тепловая мощность "нетто"	5,49	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	2,99	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
9	Котельная ММРП	Тепловая нагрузка внешних потребителей	20,40	11,0	5,18	4,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



№ п/п	Наименование	Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
		Тепловая нагрузка на коллекторах	22,40	13,99	8,17	7,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Располагаемая тепловая мощность	112,00	112,00	112,00	112,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Тепловая мощность "нетто"	110,00	109,01	109,01	109,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	87,60	96,01	101,83	102,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Котельная ММТП	Тепловая нагрузка внешних потребителей	14,03	14,03	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34
		Тепловая нагрузка на коллекторах	14,95	14,95	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22
		Располагаемая тепловая мощность	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52
		Тепловая мощность "нетто"	14,71	14,40	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	-0,24	-0,55	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
11	Угольная котельная пос. Дровяное	Тепловая нагрузка внешних потребителей	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	0,93	0,93	0,93

№ п/п	Наименование	Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
		Тепловая нагрузка на коллекторах	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	0,93	0,93	0,93
		Располагаемая тепловая мощность	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	3,13	3,13	3,13
		Тепловая мощность "нетто"	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	3,11	3,11	3,11
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
12	Дизельная котельная пос. Дровяное	Тепловая нагрузка внешних потребителей	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
		Тепловая нагрузка на коллекторах	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
		Располагаемая тепловая мощность	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	2,06	2,06	2,06
		Тепловая мощность "нетто"	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	2,05	2,05	2,05
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
13	Котельная завода ТО ТБО	Тепловая нагрузка внешних потребителей	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	15,41	15,41	15,41

№ п/п	Наименование	Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
		Тепловая нагрузка на коллекторах	15,46	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51
		Располагаемая тепловая мощность	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15	30,15
		Тепловая мощность "нетто"	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53
14	Котельная №22	Тепловая нагрузка внешних потребителей	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
		Тепловая нагрузка на коллекторах	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
		Располагаемая тепловая мощность	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	14,30	14,30	14,30
		Тепловая мощность "нетто"	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80
15	ИТОГО по г. Мурманску	Тепловая нагрузка внешних потребителей	1037,14	1021,54	1022,79	1033,26	1029,29	1032,38	1033,27	1034,17	1038,13	1043,48	1047,93	1052,38	1056,83	1059,95	1063,06	1066,67

№ п/п	Наименование	Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
		Тепловая нагрузка на коллекторах	1136,30	1119,21	1120,58	1132,04	1127,69	1131,08	1132,06	1133,04	1137,38	1143,24	1148,12	1153,00	1157,87	1161,29	1164,70	1168,65
		Располагаемая тепловая мощность	1741,63	1752,63	1752,63	1752,63	1640,63	1640,63	1640,63	1640,63	1640,63	1640,63	1640,63	1640,63	1640,63	1640,63	1640,63	1640,63
		Тепловая мощность "нетто"	1649,04	1661,44	1661,32	1660,39	1548,74	1548,47	1548,39	1548,31	1547,95	1547,48	1547,08	1546,68	1546,29	1546,01	1545,73	1545,41
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	512,74	542,23	540,75	528,35	421,05	417,38	416,33	415,27	410,57	404,24	398,96	393,69	388,41	384,72	381,03	376,75

### **Глава 3. Перспективные балансы теплоносителя**

Перспективные балансы теплоносителя приведены в Главе 5 "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок" обосновывающих материалов Актуализации на 2019 год схемы теплоснабжения г. Мурманска на период с 2016 по 2031 г.

#### **3.1. 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.

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:

Проведение мероприятий по снижению аварийности на тепловых сетях в соответствии с Главой 9 "Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения".

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.

Перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети с учетом увеличения нормативных расходов теплоносителя приведены в Приложениях 1, 2 к Главе 5 "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок" обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска.

### **3.2. 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 актуализации схемы теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии представлены в Приложениях 1, 2 к Главе 5.

## **Глава 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**

### **4.1. Сценарные условия развития энергетики Мурманской области**

Предложения по строительству, реконструкции и 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 актуализации Схемы теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной и среднесрочной перспективе не будут осуществлены.

Учитывая отложенную на неопределенное время программу газификации Мурманской области, связанную с освоением Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ), в рамках актуализации Схемы теплоснабжения на 2017 год, рассмотрены два наиболее вероятных сценария развития энергетики региона:

1. Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых на жидком и твердом топливе (базируется на 3 и 4 сценариях Схемы теплоснабжения);
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.

Сценарий 1 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 жидком и твердом топливе.

### **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 ПАО "Мурманская ТЭЦ" где переход на твердое топливо технически невозможен. При этом, в место маломощных котельных в п. Абрам-мыс и п. 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. 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".

На основании постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» разработана «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы», разработчиком которой является ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «ФСК ЕЭС».

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.

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

Основное оборудование ПАО "Мурманская 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.

#### **Анализ эффективности собственной генерации на ПАО «Мурманская 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 ТЭЦ в большинстве случаев ниже, чем на сопоставимых по мощности котельных.

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 12.15.

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

**Таблица 12.15. Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг.т/Гкал**

Наименование источника	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015	2016
Мурманская ТЭЦ	181,8	182,4	181,31	181,3	181,5
Южная котельная	169,7	170,2	169,81	169,7	169,7
Восточная котельная	171,9	171,9	171,84	172,2	171,9

Как видно из таблицы 12.15, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ значительно выше, чем на ближайших котельных.

В таблице 12.16 приведены данные о расходе топлива по источникам ПАО «Мурманская ТЭЦ» за 2016 год.

Графически структура собственных нужд представлена на рисунке 12.2.

Удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии по трем источника вполне сопоставимы, однако удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ПАО «Мурманская ТЭЦ» на 5,5% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на ПАО «Мурманская ТЭЦ» прежде всего объясняется отпуском тепла по схеме паровой котел - бойлер с дросселированием пара от энергетических котлов.

Как видно из таблицы 12.16 и рисунка 12.2, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 12,74%, 6,93% и 10,59% соответственно.

**Таблица 12.16. Показатели работы источников ПАО "Мурманская ТЭЦ" за 2016 г.**

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход топлива, тыс.т.	91,249	111,00	56,671
Выработка тепловой энергии, Гкал	784372,0	968850,0	507605,0
Собственные нужды, Гкал	99890,0	67152,0	53733,0
Собственные нужды, %	12,74%	6,93%	10,59%
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, Гкал	19302,0	-	-
Покупка тепловой энергии от ОАО "Завод ТО ТБО"	-	-	76324
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	684482,0	901698,0	522565,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии, кг у.т./Гкал	181,5	169,7	171,9



**Рисунок 12.2. Структура собственных нужд источников**

Расход тепловой энергии на производство электрической энергии составляет 19,3% 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. Для обеспечения собственных нужд станции и ответственных потребителей, на территории площадки предусматривается установка резервных дизель-генераторов.

Помимо этого, проектом схемы теплоснабжения запланирована техническое перевооружение сливной эстакады №1 Мурманской ТЭЦ. Это позволит отказаться от разогрева цистерн с мазутом острым паром «открытым» способом, что снизит затраты на собственные нужды источника и снизит выбросы в атмосферу при выполнении сливных операций (повысит экологические показатели).

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:

**2018 год** – пуско-наладка водогрейного котла ПТВМ-50 №8, модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 ст. №9 с увеличением производительности до 45 Гкал/ч (на 7,5 Гкал/ч).

**2019 год** – пусконаладочные работы котла ПТВМ-50 ст. №9. Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на два водогрейных котла теплопроизводительностью по 60 Гкал/ч каждый.

**2020 год** – замена паровых котлов ТП-30Р ст.№№1,2 на водогрейный котел ст. №1.

**2021 год** – пуско-наладка водогрейного котла ст.№1, реконструкция РУСН-6кВ – 1 очередь.

**2022 год** – замена парового котла ТП-30Р ст.№3 на водогрейный котел ст. №2;

**2023 год** – пуско-наладка водогрейного котла ст.№2, реконструкция РУСН-6кВ – 2 очередь.

**2029 год** - переключение 26,15 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 0,96 Гкал/ч) на Восточную котельную.

**2031 год** - переключение 43,45 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 2,64 Гкал/ч) на Восточную котельную.

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.

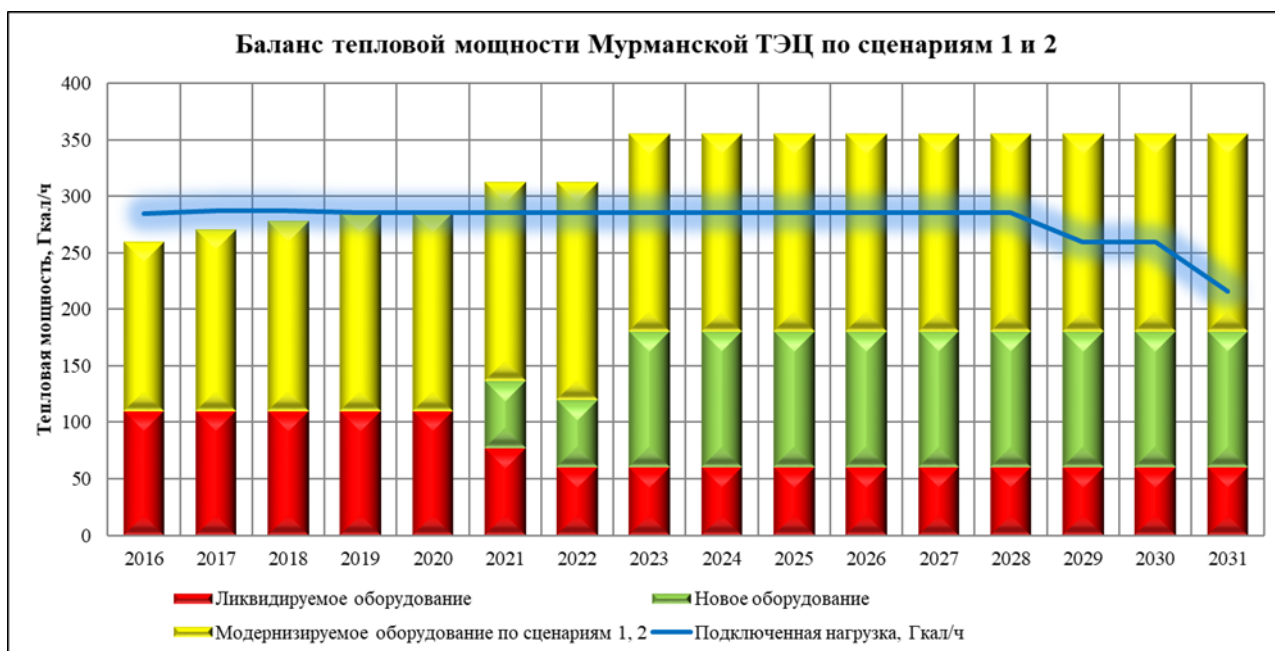
Предусмотренные мероприятия позволяют:

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

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 12.17.

**Таблица 12.17. Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ для сценария 1**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	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 Р	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2021	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2023	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			271	-		356
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12



**Рисунок 12.3. Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период актуализации схемы теплоснабжения**

Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности приведены в таблице 12.18. Капитальные затраты представлены в таблице 12.19. Технич-

экономические показатели Мурманской ТЭЦ для сценариев приведены в таблице 12.20.

**Таблица 12.18. Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности**

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2029	2031
Мероприятие	Пуско-наладка водогрейного котла ПТВМ-50 №8. Модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 №9	Пусконаладочные работы котла ПТВМ-50 ст. №9. Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на два водогрейных котла теплопроизводительностью по 60 Гкал/ч каждый.	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№№1,2 на водогрейный котел ст. №1.	Пуско-наладка водогрейного котла ст.№1, реконструкция РУСН-6кВ – 1 очередь.	замена парового котла ТП-30Р ст.№3 на водогрейный котел ст. №2	Пуско-наладка водогрейного котла ст.№2, реконструкция РУСН-6кВ – 2 очередь	Переключение 26,15 Гкал/ч (а также соответствующи х потерь 0,96 Гкал/ч) на Восточную котельную.	Переключение 43,45 Гкал/ч (а также соответствующи х потерь 2,64 Гкал/ч) на Восточную котельную.
Установленная мощность, Гкал/ч	278,5	286,0	286,0	312,7	312,7	356,0	356,0	356,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	278,5	286,0	286,0	312,7	312,7	356,0	356,0	356,0
ТФУ, РОУ	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
ПВК	178,5	186,0	186,0	212,7	212,7	256,0	256,0	256,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	251,2	258,7	258,7	285,4	285,4	328,7	328,7	328,7
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	286,9	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	259,4	216,0
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	26,3	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	25,1	22,5
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-61,9	-53,0	-53,0	-26,3	-26,3	17,0	44,2	90,3
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-24,7%	-20,5%	-20,5%	-9,2%	-9,2%	5,2%	13,4%	27,5%



**Таблица 12.19. Капитальные затраты на реализацию мероприятий, млн. руб. (без НДС)**

<b>Наименование</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Итого</b>
пуско-наладка водогрейного котла ПТВМ-50 №8	10,5						<b>10,5</b>
Средний ремонт ПТВМ-50 №8		6,3					<b>6,3</b>
Капитальный ремонт ПТВМ-50 №8					7,6		<b>7,6</b>
Средний ремонт ПТВМ-50 №9			8,5				<b>8,5</b>
Модернизация ПТВМ-50 №9	56,1						<b>56,1</b>
пусконаладочные работы котла ПТВМ-50 ст. №9		10,5					<b>10,5</b>
проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные		10,0					<b>10,0</b>
Средний ремонт ПТВМ-100 №10		15,6					<b>15,6</b>
замена паровых котлов ТП-30Р ст.№№1,2 на водогрейный котел ст. №1			50,0	100,0			<b>150,0</b>
Средний ремонт парового котла ТП-30Р №2		4,3					<b>4,3</b>
Средний ремонт парового котла ТП-30Р №3					3,7		<b>3,7</b>
Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №1				6,3			<b>6,3</b>
Средний ремонт энергетического котла ТП 35У №4				11,3			<b>11,3</b>
замена парового котла ТП-30Р ст.№3 на водогрейный котел ст. №2					33,3	66,7	<b>100,0</b>
реконструкция РУСН-6кВ – 2 очередь						10,0	<b>10,0</b>
Капитальный ремонт ПТВМ-100 №10					13,7		<b>13,7</b>
Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7				9,2			<b>9,2</b>
Капитальный ремонт энергетического котла БМ-35 №6			4,0				<b>4,0</b>
Текущий ремонт Турбогенератора №3		3,9					<b>3,9</b>
Текущий ремонт Турбогенератора №4					3,3		<b>3,3</b>
реконструкция РУСН-6кВ – 1 очередь				10,0			<b>10,0</b>
<b>Итого по источнику</b>	<b>66,6</b>	<b>50,6</b>	<b>62,5</b>	<b>136,8</b>	<b>61,7</b>	<b>76,7</b>	<b>454,8</b>

**Таблица 12.20. Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	284,4	286,8	286,9	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	259,4	259,4	216,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	256,7	257,7	257,7	256,2	256,2	256,2	256,2	256,2	256,2	256,2	256,2	256,2	256,2	233,2	233,2	194,1
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	27,7	29,1	29,2	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	26,2	26,2	21,9
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	26,0	26,2	26,3	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	25,1	25,1	22,5
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	784	791	813	795	795	795	795	795	795	795	795	795	795	722	722	601
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	100	97	99	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	80	80	67
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	684	693	715	708	708	708	708	708	708	708	708	708	708	642,3	642,3	534,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	30	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	25	25	20
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	654	666	687	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	617	617	514
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%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	159,0	159,7	159,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,8	162,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов																	
Мазут	кг.т/Гкал	181,5	181,4	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.	124,7	126,2	130,0	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	116,9	116,9	97,3
Мазут	тыс. туг.	124,7	126,2	130,0	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	116,9	116,9	97,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	182,2	182,1	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,2
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	91,0	92,1	94,9	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	85,3	85,3	71,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	9,3	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Затраты на топливо	млн руб.	845,4	1058,3	1090,1	1079,4	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	980,2	980,2	815,6
Мазут	млн руб.	845,4	1058,3	1090,1	1079,4	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	1079,5	980,2	980,2	815,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1235,1	1526,6	1525,5	1525,6	1525,6	1525,6	1525,6	1525,6	1525,6	1525,6	1525,6	1525,6	1525,6	1526,2	1526,2	1527,4

### Мероприятия для Восточной котельной

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная нагрузка котельной составляет 155,4 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 240,4 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для Сценария 1, в рамках которого предусматривается капитальный ремонт существующих котлов без смены вида топлива.

2019 год - капитальный ремонт котла ГМ-50 №3;

2020 год - капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6

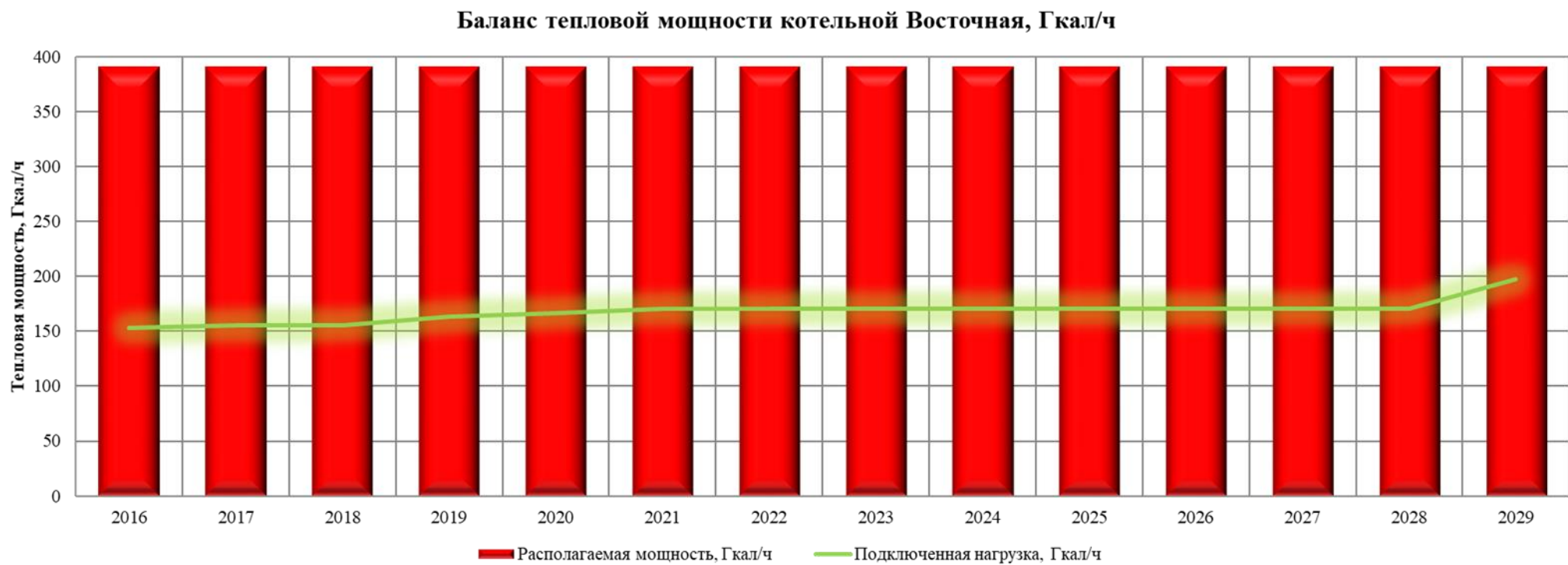
2021 год - капитальный ремонт котла ГМ-50 №2;

Для сценария 2 предлагается вариант, рассмотренный в КИП, согласно которому предусмотрено строительство нового источника, - угольная котельная 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.

Состав оборудования для Сценария 1 и сценария 2 (до 2028г.) представлен в таблице 12.21.

**Таблица 12.21. 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	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 12.4. Баланс тепловой мощности котельной Восточная для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)**

**Таблица 12.22. Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1 и 2 (до 2028)**

Мероприятие	2018	2019	2020	2021	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2031
	-	капитальный ремонт котла ГМ-50 №3	капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6	капитальный ремонт котла ГМ-50 №2	-	-	-	-	-	-	-
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
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
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
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
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	155,4	162,9	162,9	165,1	165,5	166,8	168,1	169,5	170,8	197,0	240,4
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	14,7	15,4	15,8	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	18,2	22,7
Резерв мощности, Гкал/ч	220,1	211,9	211,5	208,9	208,6	207,2	205,9	204,6	203,2	175,0	127,1

**Таблица 12.23. Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2 для котельной Восточная, млн. руб. (без НДС)**

<b>Наименование</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>Итого</b>
Средний ремонт двух котлов КВГМ-100 №4					4,9	<b>4,9</b>
Средний ремонт котла КВГМ-100 №5				11,7		<b>11,7</b>
Текущий ремонт котла КВГМ-100 №4		5,4				<b>5,4</b>
Средний ремонт котла ГМ-50 №3					12,6	<b>12,6</b>
Средний ремонт котла ГМ-50 №1			10,6			<b>10,6</b>
Средний ремонт котла ГМ-50 №2	13,9					<b>13,9</b>
Капитальный ремонт котла ГМ-50 №2				11,8		<b>11,8</b>
Средний ремонт котла КВГМ-100 №6	5,6					<b>5,6</b>
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6			3,6			<b>3,6</b>
Капитальный ремонт котла ГМ-50 №3		7,6				<b>7,6</b>
<b>Итого по источнику</b>	<b>19,5</b>	<b>13</b>	<b>14,1</b>	<b>23,5</b>	<b>17,5</b>	<b>87,6</b>

**Таблица 12.24. Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	153,1	155,4	155,4	162,9	162,9	165,1	165,1	165,1	165,47	166,81	168,1	169,48	170,82	196,962	196,962	240,41
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	132,4	134,5	134,5	140,9	140,9	142,7	142,7	142,7	142,9	144,0	145,2	146,3	147,5	170,5	170,5	209,6
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	19,3	19,6	19,6	20,6	20,6	21,0	21,0	21,0	21,2	21,4	21,6	21,8	22,0	25,1	25,1	29,4
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	1,4	1,4
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	14,7	15,4	15,4	15,6	15,6	15,6	15,6	15,8	15,9	16,0	16,1	18,2	18,2	22,7
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	508	513	519	521	521	523	523	523	525	530	534	537	540	611	611	730
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	75	75	62	62	62	62	62	62	62	63	64	64	62	72	72	83
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	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	1,4	1,4
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	Тыс. Гкал	76	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	523	528	547	549	549	551	551	551	553	557	560	563	567	629	629	737
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	22	22	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	27	27	32
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	501	506	523	525	525	527	527	527	529	533	536	539	543	602	602	705
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%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг/т/Гкал	151,7	150,3	154,8	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,8	154,9	154,8	155,5	154,7	154,7	154,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов																	
Мазут	кг/т/Гкал	171,9	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
Расход условного топлива	тыс. т/т.	77,0	77,1	80,4	80,7	80,7	81,0	81,0	81,0	81,4	82,1	82,6	83,1	83,9	94,5	94,5	113,1
Мазут	тыс. т/т.	77,0	77,1	80,4	80,7	80,7	81,0	81,0	81,0	81,4	82,1	82,6	83,1	83,9	94,5	94,5	113,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг/т/Гкал	172,4	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,4	172,4	172,4
Переводной коэффициент																	
Мазут	т/т/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	1,37	1,37
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	56,2	56,3	58,7	58,9	58,9	59,2	59,2	59,2	59,4	59,9	60,3	60,7	61,2	69,0	69,0	82,5
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	9,3	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Затраты на топливо	млн руб.	522,0	646,5	673,7	676,6	676,6	679,4	679,4	679,4	682,1	688,4	692,7	697,1	703,4	792,2	792,2	948,0
Мазут	млн руб.	522,0	646,5	673,7	676,6	676,6	679,4	679,4	679,4	682,1	688,4	692,7	697,1	703,4	792,2	792,2	948,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	998,9	1224,6	1232,1	1232,8	1232,8	1233,6	1233,6	1233,6	1234,3	1235,9	1237,0	1238,1	1239,7	1259,5	1259,5	1286,3

### **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 298,4 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2031 году с учетом нового строительства составит 329,6 Гкал/ч.

Вне зависимости от сценария, в целях выполнения требований п. 5.2 Гл.5 СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы» и пунктом 1 ст. 16 Федерального закона №17-ФЗ «О железнодорожном транспорте в РФ», необходимо реконструировать железнодорожные пути. Железнодорожные пути, на которых располагаются сливноналивные эстакады, должны иметь съезд на параллельный обгонный путь, позволяющий осуществлять вывод цистерн от эстакад в обе стороны.

При реконструкции или расширении действующих двухсторонних эстакад и невозможности устройства обгонного пути, а также для односторонних эстакад допускается предусматривать тупиковый путь (с установкой в конце его лебедки), длину которого следует увеличивать на 30 м (для возможности расцепки состава при пожаре), считая от крайней цистерны расчетного маршрутного состава до упорного бруса. Таким образом, на железнодорожных путях КЦ-1 необходимо удлинить тупиковые пути.

Помимо этого, проектом схемы теплоснабжения запланирована техническое перевооружение сливной эстакады мазутослива железнодорожного пути №2 КЦ-1. Это позволит отказаться от разогрева цистерн с мазутом острым паром «открытым» способом, что снизит затраты на собственные нужды источника и снизит выбросы в атмосферу при выполнении сливных операций (повысит экологические показатели).

Сценарий 1 предусматривает сохранение существующего оборудования котельной, с проведением капитальных ремонтов.

**2018 год** - капитальный ремонт котла КВГМ-100 №8, техническое перевооружение ж/д путей;

**2019 год** – капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №3 и техническое перевооружение сливной эстакады мазутослива ж/д пути №2;

**2020 год** - капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №2;

**2021 год** - капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1, капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №6.



Сценарий 2 основан на предложениях КИП и предполагает строительство новой угольной котельной как замены котельной «Южная», на промплощадке ранее предполагаемой к строительству Мурманской ТЭЦ-2. Для сценария 2 в качестве основного энергетического оборудования запланированы паровые пылеугольные котлы, водогрейных пылеугольных котлов и соответствующей инфраструктуры. 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 12.27 и 12.28, соответственно. Капитальные затраты представлены в таблицах 12.29–12.30.

Технико-экономические показатели Южной котельной для сценариев представлены в таблицах 12.31–12.32.

**Таблица 12.27. Существующий и перспективный состав оборудования котельной Южная 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			461,0

**Таблица 12.28. 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			331,1*

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

**Таблица 12.29. Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Средний ремонт парового котла ДКВР-20/13 №3					3,3	3,3
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №2			4,0			4,0
Средний ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1	5,0					5,0
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1				7,9		7,9
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №3		9,3				9,3
Средний ремонт котла ПТВМ-100 №4					14,3	14,3
Текущий ремонт котла ПТВМ-100 №4		12,0				12,0
Средний ремонт котла ПТВМ-100 №5			14,2			14,2
Средний ремонт котла КВГМ-100 №7				2,9		2,9
Средний ремонт котла КВГМ-100 №8					5,9	5,9
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №8	16,1					16,1
Текущий ремонт котла КВГМ-100 №6	13,5					13,5
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №6				13,7		13,7
Техпереворужение ж/д путей КЦ-1	5,9					5,9
Техпереворужение сливной эстакады мазутослива ж/д пути №2 котельного цеха №1		170				170,0
Итого по источнику	40,5	191,29	18,2	24,5	23,5	297,9

**Таблица 12.30. Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2028	2029	Итого
Средний ремонт парового котла ДКВР-20/13 №3					3,3			3,3
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №2			4,0					4,0
Средний ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1	5,0							5,0
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1				7,9				7,9
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №3		9,3						9,3
Средний ремонт котла ПТВМ-100 №4					14,3			14,3
Текущий ремонт котла ПТВМ-100 №4		12,0						12,0
Средний ремонт котла ПТВМ-100 №5			14,2					14,2
Средний ремонт котла КВГМ-100 №7				2,9				2,9
Средний ремонт котла КВГМ-100 №8					5,9			5,9
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №8	16,1							16,1
Текущий ремонт котла КВГМ-100 №6	13,5							13,5
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №6				13,7				13,7
Техпереворужение ж/д путей КЦ-1	5,9							5,9
Техпереворужение сливной эстакады мазутослива ж/д пути №2 котельного цеха №1		170						170,0
Котельное отделение						808	202	1010,0
Вспомогательное оборудование, топливopодача, ЗШУ						858	214	1072,0
Бак запаса воды						11	3	14,0
Приборы учета тепла						11	3	14,0
ВПУ						58	14	72,0
Закрытый расходный склад угля						195	49	244,0
Подготовка площадки под строительство						67	17	84,0
СМР котельной с дымовой трубой						752	188	940,0
Транспортировка оборудования и материалов						22	6	28,0
ПИР и экспертиза проекта						112	28	140,0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы						52	13	65,0
Первичное заполнение резервуаров и систем						0	0	0,0
Непредвиденные затраты						552	138	690,0
<b>Итого по источнику</b>	<b>41</b>	<b>191</b>	<b>18</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>3498</b>	<b>875</b>	<b>4670,9</b>

**Таблица 12.31. Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	289,9	290,8	298,4	304,4	305,0	305,0	305,0	305,0	307,8	310,9	314,0	317,1	320,216	323,3	326,4	329,56
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	256,0	256,5	261,2	264,7	265,1	265,1	265,1	265,1	267,2	269,7	272,2	274,6	277,1	279,6	282,1	284,6
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	33,900	34,242	37,272	39,654	39,904	39,904	39,904	39,904	40,542	41,180	41,818	42,456	43,094	43,732	44,370	45,008
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	26,67	26,75	27,46	28,00	28,06	28,06	28,06	28,06	28,31	28,60	28,89	29,17	29,46	29,75	30,03	30,32
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	969	972	1027	1037	1038	1038	1038	1038	1047	1058	1068	1079	1089	1100	1111	1120
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	67,2	67,2	72,2	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	74,4	75,4	76,2	76,9	77,6	78,3	78,3
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	1,9	1,9	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	1,90
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	902	904	955	964	965	965	965	965	973	983	993	1003	1012	1022	1033	1042
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	34	34	41	44	44	44	44	44	44	45	45	46	46	47	48	48
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	868	871	914	920	921	921	921	921	929	938	948	957	966	975	985	994
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%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	158,3	158,2	158,0	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	158,0	158,0	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	158,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов																	
Мазут	кг.т/Гкал	169,7	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6
Расход условного топлива	тыс. тут.	153,3	153,7	162,3	163,8	164,0	164,0	164,0	164,0	165,4	167,1	168,7	170,4	172,0	173,7	175,4	177,0
Мазут	тыс. тут.	153,3	153,7	162,3	163,8	164,0	164,0	164,0	164,0	165,4	167,1	168,7	170,4	172,0	173,7	175,4	177,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	170,1	170,0	169,6	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9
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	1,37	1,37
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	111,9	112,2	118,5	119,6	119,7	119,7	119,7	119,7	120,7	122,0	123,1	124,4	125,5	126,8	128,1	129,2
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	9,3	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Затраты на топливо	млн руб.	1039,5	1288,7	1360,9	1373,4	1374,8	1374,8	1374,8	1374,8	1386,4	1401,0	1414,3	1429,0	1441,7	1456,3	1470,9	1484,2
Мазут	млн руб.	1039,5	1288,7	1360,9	1373,4	1374,8	1374,8	1374,8	1374,8	1386,4	1401,0	1414,3	1429,0	1441,7	1456,3	1470,9	1484,2
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1152,8	1424,9	1424,7	1424,7	1424,7	1424,7	1424,7	1424,7	1424,7	1424,6	1424,6	1424,6	1424,6	1424,5	1424,5	1424,5

**Таблица 12.32. Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной Южная для Сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	289,90	290,775	298,443	304,384	305,034	305,034	305,034	305,034	307,756	310,871	313,986	317,101	353,2	356,3	359,4	362,6
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	256,00	256,53	261,17	264,73	265,13	265,13	265,13	265,13	267,21	269,69	272,17	274,64	310,1	312,6	315,1	317,6
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	33,90	34,24	37,27	39,65	39,90	39,90	39,90	39,90	40,54	41,18	41,82	42,46	43,1	43,7	44,4	45,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	24,8	24,8	24,8	24,8
Собственные +хоз. нужды источника	тыс. Гкал	26,7	26,8	27,5	28,0	28,1	28,1	28,1	28,1	28,3	28,6	28,9	29,2	32,5	32,8	33,1	33,4
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	969	972	1027	1037	1038	1038	1038	1038	1047	1058	1068	1079	1099	1109	1221	1231
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	67	67	72	73	73	73	73	73	73	74	75	76	82	82	82	82
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2	2	2	1,9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	902	904	955	964	965	965	965	965	973	983	993	1003	1017	1027	1139	1148
Структура топливного баланса	%	34	34	41	44	44	44	44	44	44	45	45	46	51	52	53	52,8
Мазут	%	868	871	914	920	921	921	921	921	929	938	948	957	966	975	1086	1095
Уголь	%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии		100,0%	100,0%	100,0%	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%
Мазут	кг.т/Гкал	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	кг.т/Гкал																
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов		158,3	158,2	158,0	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	158,0	158,0	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	158,0
Мазут	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	178,6	178,6
Уголь	кг.т/Гкал																
Расход условного топлива	тыс. тут.	169,7	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6
Мазут	тыс. тут.	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	168,0	168,0
Уголь	тыс. тут.	153,3	153,7	162,3	163,8	164,0	164,0	164,0	164,0	165,4	167,1	168,7	170,4	196,3	198,1	218,1	219,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии		153,3	153,7	162,3	163,8	164,0	164,0	164,0	164,0	165,4	167,1	168,7	170,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Мазут	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	196,3	198,1	218,1	219,8
Уголь	кг.т/Гкал																
Переводной коэффициент		170,1	170,0	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Мазут	тут/тнт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193,0	192,9	191,5	191,4
Уголь	тут/тнт																
Расход натурального топлива		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	1,37	1,37
Мазут	тыс. т	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Уголь	тыс. т																
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки		111,9	112,2	118,5	119,6	119,7	119,7	119,7	119,7	120,7	122,0	123,1	124,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Мазут	тыс. руб./т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	254,9	257,3	283,3	285,4
Уголь	тыс. руб./т.																
Затраты на топливо	млн руб.	9,3	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Мазут	млн руб.	2,77	2,77	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
Уголь	млн руб.	1039,5	1288,7	1360,9	1373,4	1374,8	1374,8	1374,8	1374,8	1386,4	1401,0	1414,3	1429,0	869,8	878,0	966,6	973,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1039,5	1288,7	1360,9	1373,4	1374,8	1374,8	1374,8	1374,8	1386,4	1401,0	1414,3	1429,0	0,0	0,0	0,0	0,0

#### **4.4. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии**

##### **Котельная "Северная"**

Котельная "Северная" имеет установленную мощность 376,7 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 планировалась и была построена как промышленно-отопительная. Установка 11 паровых котлов требовалась для обеспечения промышленных потребителей тепловой энергии в виде пара. В настоящее время все крупные потребители пара от Котельная "Северная" прекратили потребление пара на производство. На 2016 год подключенная нагрузка котельной в виде пара составляла 4,0 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.

Согласно 1 сценарию в 2021 году на котельную планируется переключить существующую нагрузку котельной "РОСТа" объемом 27,5 Гкал/ч. Такое переключение позволит закрыть котельную "РОСТа".

В соответствии с ФЗ "О теплоснабжении", для потребителей данной котельной предусмотрен переход на закрытую систему ГВС. Такой переход должен быть осуществлен до 2020 года. После перехода на закрытую схему ГВС ожидается сокращение объемов подпитки тепловых сетей на 75%.

Таким образом, для котельной следует предусматривать максимально возможный вывод паровой части, и замещение водогрейной мощностью.

## **Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 1 для Северной котельной и котельной "РОСТА"**

**В 2020 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 2020 году также следует выполнить проектно-сметную документацию на установку и обвязку новых паровых котлов ДКВР-10/13.

**В 2021 году** - планируется установка 2 паровых котлов ДКВР-10/13 и проведение капитального ремонта водогрейных котлов ПТВМ-30 ст. №№2-3. 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. Планируется проведение работ по реконструкции существующей эстакады слива мазута на 8 железнодорожных вагонов-цистерн с переходом с «открытой» технологии на «закрытый», циркуляционный слива мазута из железнодорожных цистерн. Также необходимо выполнить реконструкцию системы ХВО для работы по закрытой схеме. Планируется выполнить переключение потребителей от котельной Роста на Северную котельную суммарной нагрузкой 27,5 Гкал/ч.

**В 2022 году** – планируется ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №11.

**В 2023 году** – Вводится в работу водогрейный котел Eurotherm-58 на месте демонтированных котлов. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №12. Помимо этого, устанавливается паровой котел мазутный ДКВР-10/13 №3. В данный период происходит установка котла Eurotherm-58 на месте демонтированных котлов. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №13.

**В 2024 году** – выводятся и демонтируются оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14.

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен на рисунке 12.6.

## Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 2 для котельных Северная, Восточная и "РОСТа"

Второй сценарий предполагает ту же последовательность по ремонту и замене котлов для котельных Северная и Восточная, что и при первом сценарии, но лишь до 2028 года. В 2026 году должно быть принято решение по 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.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной Северная на период актуализации схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 представлен на рисунке 12.6 и в таблице 12.33.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки, а также затраты на строительство новой угольной котельной Северная-Восточная при реализации Сценария 2 рассмотрен далее, в п.7 текущей Главы.

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 12.34 и 6.37.

Технико-экономические показатели работы Северной котельной при реализации Сценариев 1 и 2 (до 2028 года) представлены в таблице 12.35.

**Таблица 12.33. Состав оборудования котельной Северная по Сценарию 1**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
4	ДКВР 25/13	1965	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
5	ДКВР 25/13	1966	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
6	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
7	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
8	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
9	ГМ-50-14/250	1970	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
10	ГМ-50-14/250	1971	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
11	ГМ-50-14/250	1972	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
12	ГМ-50-14/250	1973	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-



Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
13	ГМ-50-14/250	1975	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
14	ГМ-50-14/250	1976	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
				ДКВР-10/13	2021	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2021	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13*	2023	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
Водогрейные котлы						
0	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч
1	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30	1964	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1964	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2021	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2021	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2023	50 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	376,7			295,5		



Рисунок 12.6. Баланс мощности и нагрузки котельной Северная по сценарию 1 и сценарию 2 (до 2028 года включительно)

**Таблица 12.34. Планируемые мероприятия на котельной Северная и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1 и сценарию 2 (до 2028 года)**

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2031
Мероприятие		Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	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. Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10. Реконструкция существующей эстакады слива мазута на 8 железнодорожных вагонов-цистерн с переходом с «открытой» технологии на «закрытый», циркуляционный слива мазута из железнодорожных цистерн. Переключение потребителей котельной "Роста"; нагрузка 27,5 Гкал/ч.	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. Устанавливается паровой котел мазутный ДКВР-10/13 №3	выводится и демонтируется оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14	
Установленная мощность, Гкал/ч	367,7	367,7	298,2	255,8	276,1	325,2	295,5	295,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	348,4	348,4	298,2	255,8	276,1	325,2	295,5	295,5
Водогрейные котлы	120,0	120,0	120,0	120,0	170,0	270,0	270,0	270,0
Паровые котлы	256,7	256,7	178,2	135,8	106,1	55,2	25,5	25,5
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	337,5	337,5	287,3	244,9	265,2	314,3	284,6	284,6
Подключенная нагрузка	193,2	192,6	192,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	19,4	19,3	19,3	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
Резерв мощности, Гкал/ч	124,9	125,6	75,4	1,8	22,1	71,2	41,5	41,5

**Таблица 12.35. Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года) для Северной котельной, млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого
Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)	2,0	50,0					<b>52,0</b>
Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)			2,0	50,0			<b>52,0</b>
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13			5,0	24,0			<b>29,0</b>
Реконструкция существующей эстакады слива мазута на 8 железнодорожных вагонов-цистерн с переходом с «открытой» технологии на «закрытый», циркуляционный слива мазута из железнодорожных цистерн				78,4			<b>78,4</b>
Установка водогрейного котла Eurotherm-58				4,0	135,0		<b>139,0</b>
Установка водогрейного котла Eurotherm-58					4,0	135,0	<b>139,0</b>
Установка водогрейного котла Eurotherm-58					4,0	135,0	<b>139,0</b>
Установка парового котла ДКВР-10/13						12,0	<b>12,0</b>
Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме				12,0			<b>12,0</b>
<b>Итого по источнику</b>	<b>2</b>	<b>50</b>	<b>7,0</b>	<b>168,4</b>	<b>143,0</b>	<b>282,0</b>	<b>652,4</b>

**Таблица 12.36. Техничко-экономические показатели работы котельной "Северная" для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года)**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	202,5	193,2	193,2	192,6	192,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	12,1	12,1	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,7	19,4	19,4	19,3	19,3	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	600	645	641	640	640	731	731	731	731	731	731	731	731	731	731	731
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	32	34	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	568	610	610	609	609	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	59	68	68	68	68	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	510	542	542	541	541	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618
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%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7
Расход условного топлива	тыс. туг.	98,2	105,5	105,0	104,7	104,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7
Мазут	тыс. туг.	98,2	105,5	105,0	104,7	104,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	172,90	172,89	172,00	172,00	172,00	170,91	170,91	170,91	170,91	170,91	170,91	170,91	170,91	170,91	170,91	170,91
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	1,37	1,37
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	71,712	77,0	76,6	76,4	76,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	11,9	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Затраты на топливо	млн руб.	853,4	885,7	881,2	879,0	879,0	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9
Мазут	млн руб.	853,4	885,7	881,2	879,0	879,0	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9	1004,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1501,9	1451,2	1443,8	1443,8	1443,8	1434,7	1434,7	1434,7	1434,7	1434,7	1434,7	1434,7	1434,7	1434,7	1434,7	1434,7

### Котельная «РОСТа»

Котельная «РОСТа» расположена на севере г. Мурманска. Зоны теплоснабжения котельной «РОСТа» и Котельная "Северная" являются смежными. Данные зоны приведены на рисунке 12.7.

Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии от данных котельных значительно отличаются, так УРУТ на отпуск тепловой энергии от котельной «РОСТа» составляет 181,9 кг у.т/Гкал, а Котельная "Северная" – 166,2 кг у.т/Гкал. Соотношение удельных расходов топлива приведено на рисунке 12.8.

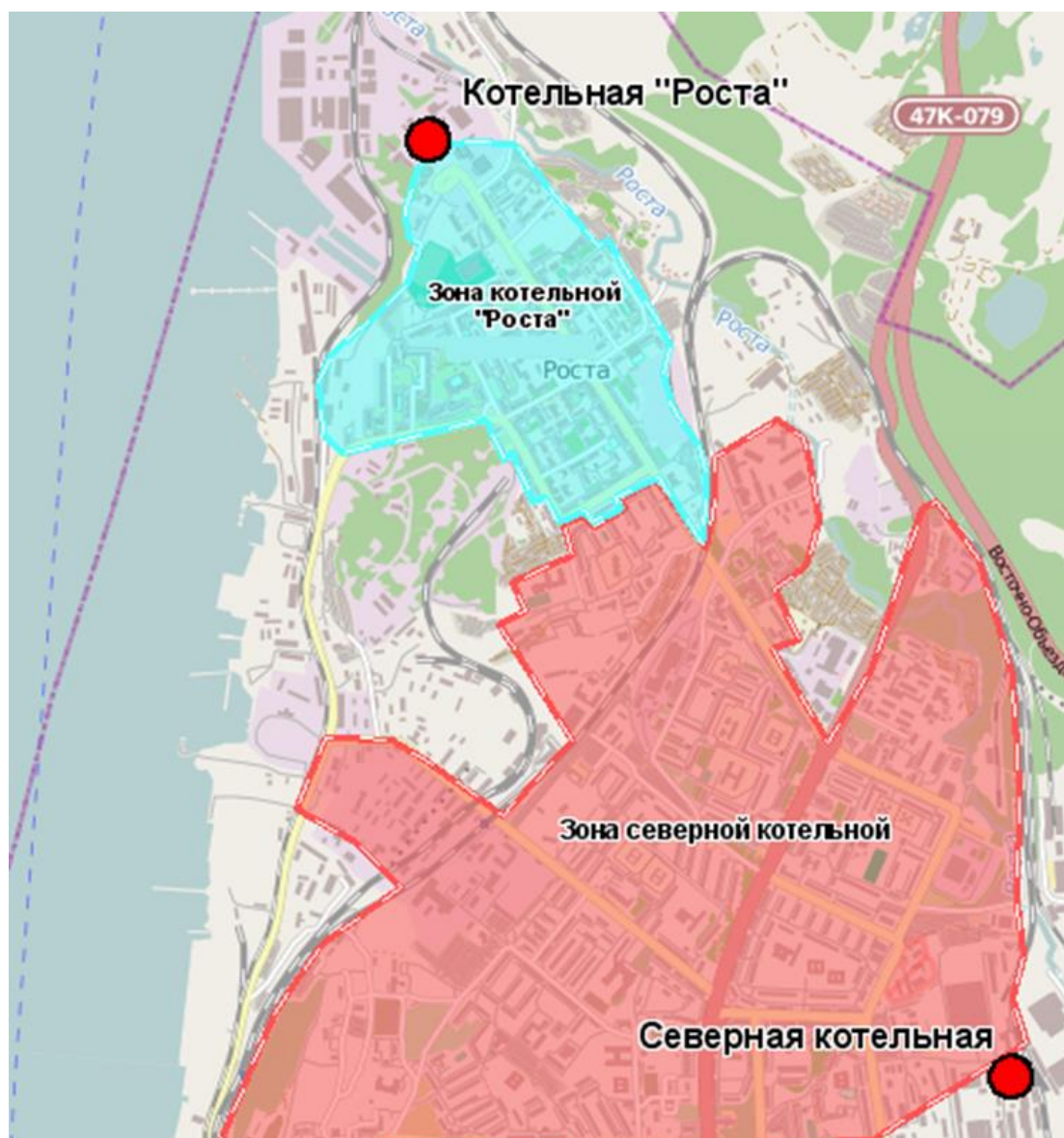


Рисунок 12.7. Зоны теплоснабжения котельной "РОСТа" и котельная "Северная"



**Рисунок 12.8. Удельные расходы топлива на Котельная "Северная" и котельной "РОСТа"**

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.

Паровые котлы ГМ-50 установлены на котельной в конце 60-х годов, и настоящее время нуждаются в замене.

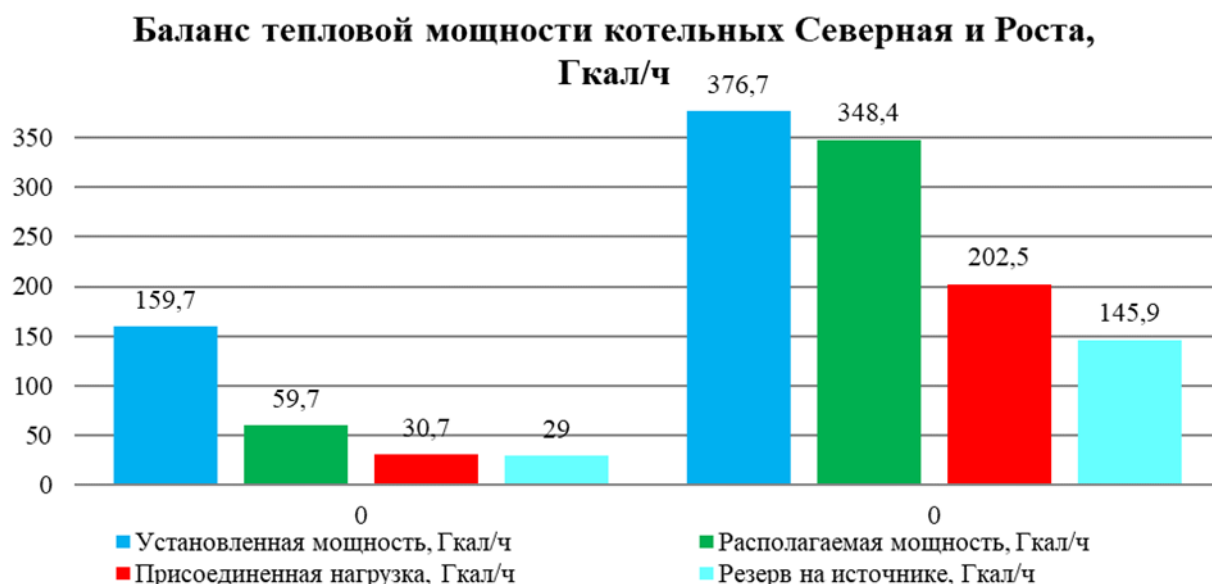
Вне зависимости от сценарных условий, схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной "РОСТа" с переключением существующих нагрузок на Северную котельную.

В настоящее время на Котельная "Северная" существует резерв тепловой мощности в объеме 145,9 Гкал/ч, что достаточно для такого переключения.

Балансы тепловой мощности котельных Северная и "РОСТа" приведены в таблице 12.37 и на рисунке 12.9.

**Таблица 12.37. Балансы тепловой мощности котельных**

Наименование	Котельная "РОСТа"	Северная котельная
Установленная мощность, Гкал/ч	159,7	376,7
Располагаемая мощность, Гкал/ч	59,7	348,4
Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	30,7	202,5
Резерв на источнике, Гкал/ч	29,0	145,9



**Рисунок 12.9. Баланс тепловой мощности котельных Северная и "РОСТа"**

Резерв тепловой мощности на Котельная "Северная" вполне достаточен для покрытия существующих нагрузок зоны котельной "РОСТа".

Мероприятия по сетевому строительству для переключения потребителей на Северную котельную и затраты на их реализацию приведены в Главе 7.

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

Состав оборудования котельной приведен в таблице 12.38.

Технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 12.39.

**Таблица 12.38. Состав оборудования котельной "РОСТа"**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы				Закрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную в 2021 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	50 т/ч			
4	ГМ-50-14/250	1978	50 т/ч			
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			159,7			
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			30,7			



**Таблица 12.39. Техничко-экономические показатели работы котельной "РОСТа" вне зависимости от Сценарных условий**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	27,5	27,5	27,5	27,0	27,0	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную.
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	106,9	107,6	107,6	106,4	106,4	
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	10,6	9,8	9,8	9,8	9,8	
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	96,3	97,8	97,8	96,6	96,6	
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,9	14,7	14,7	14,7	14,7	
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	82,4	83,1	83,1	81,9	81,9	
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии							
Мазут	кгу.т/Гкал	157,1	156,5	156,5	156,5	156,5	
Расход условного топлива	тыс. тут.	16,8	16,8	16,8	16,6	16,6	
Мазут	тыс. тут.	16,8	16,8	16,8	16,6	16,6	
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии							
Мазут	кгу.т/Гкал	174,3	172,1	172,1	172,4	172,4	
Переводной коэффициент							
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	
Расход натурального топлива							
Мазут	тыс. т	12,255	12,3	12,3	12,1	12,1	
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки							
Мазут	тыс. руб./т.	11,9	11,5	11,5	11,5	11,5	
Затраты на топливо	млн руб.	145,8	141,4	141,4	139,7	139,7	
Мазут	млн руб.	145,8	141,4	141,4	139,7	139,7	
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1514,3	1445,0	1445,0	1446,7	1446,7	

### **Котельные Северная и Восточная по 2 сценарию**

Обе рассматриваемые котельные используют мазут в качестве основного вида энергоносителя. Суммарная располагаемая мощность источников теплоснабжения составляет 757,7 Гкал/ч, суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей по договору – 355,6 Гкал/ч, усредненный коэффициент использования установленной мощности по источникам составляет 17%.

В котельной «Северная» установлены 3 котлоагрегата ДКВР 25/13, 6 котлоагрегатов ГМ-50-14/250 и 4 котлоагрегата ПТВМ-30 суммарной установленной мощностью 334,67 Гкал/ч.

В котельной «Восточная» установлены 6 котлоагрегатов типов ГМ-50-14/250, и КВГМ-100 суммарной установленной мощностью 390 Гкал/ч.

Котельная «Северная» в настоящее время имеет избыток тепловой мощности. Резерв располагаемой мощности составляет 44%, срок службы основного оборудования превышает 45 лет.

Котельная «Восточная» в настоящее время имеет избыток тепловой мощности. Резерв располагаемой мощности составляет 60%, простои 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.

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

Согласно принятому второму сценарию развития системы теплоснабжения города Мурманска, после 2026 года планируется строительство новой угольной котельной Северная-Восточная с переключением в 2028 году на нее нагрузки от котельных Восточная и Северная (включая нагрузку выводимой в 2021 году котельной «Роста»).

Объединенная зона теплоснабжения котельной Северная-Восточная приведена на рисунке 12.10.



Рисунок 12.10. Объединенная зона теплоснабжения котельной Северная-Восточная

Мероприятия по сетевому строительству для переключения потребителей на новую котельную и затраты на их реализацию приведены в Главе 5.

Состав оборудования котельной приведен в таблице 12.40.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий по строительству котельной Северная-Восточная представлены в таблице 12.41.

Технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 12.42.

**Таблица 12.40. 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 нагрузка, Гкал/ч			458,56

**Таблица 12.41. 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 12.42. Технико-экономические показатели работы новой угольной котельной Северная-Восточная**

Наименование	Единица измерения	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	390,4	416,6	416,6	460,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,0	22,0	22,0	22,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	39,6	41,7	41,7	46,2
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1281	1316	1316	1401
Покупка энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	90	90	90	90
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	99	99	99	99
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал				
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	81	81	81	81
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	1272	1307	1307	1392
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	48	51	51	56
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	1224	1257	1257	1336
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии					
Мазут	кгу.т/Гкал	154,6	153,7	153,7	153,2
Уголь	кгу.т/Гкал	178,6	178,6	178,6	178,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов					
Мазут	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кгу.т/Гкал	168,0	168,0	191,7	190,8
Расход условного топлива	тыс. туг.	228,8	235,1	235,1	250,2
Мазут	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. туг.	228,8	235,1	235,1	250,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии					
Мазут	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кгу.т/Гкал	192,1	191,7	191,7	190,8
Переводной коэффициент					
Мазут	туг/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37
Уголь	туг/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива					
Мазут	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т	297,1	305,3	305,3	324,9
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки					
Мазут	тыс. руб./т.	11,5	11,5	11,5	11,5
Уголь	тыс. руб./т.	3,2	3,2	3,2	3,2
Затраты на топливо	млн руб.	936,9	962,8	962,8	1024,6
Мазут	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	936,9	962,8	962,8	1024,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	736,5	736,4	736,4	736,1

## **Дизельная котельная п. Дровяное МУП "Мурманская управляющая компания"**

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии от дизельной котельной п. Дровяное являются затраты на топливо. . Так затраты на топливо, учетные в тарифе составляют порядка 12 млн. рублей, что составляет 64,53% от НВВ. Топливная составляющая в тарифе на тепловую энергию от данной котельной на 2016 год составила 4145 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:

- установка на котельной электродкотлов – в ближайшей перспективе;
- перевод котельной на газ – в среднесрочной перспективе.

### **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 12.43 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток за 2014 год.





Мес	январь		февраль		март		апрель		май		июнь		июль		август		сентябрь		октябрь		ноябрь		декабрь	
Часы	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч	зона	тариф, руб./кВ Т*ч
21	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,43	полупик овая	2,43	пиковая	0,980	полупик овая	2,43	полупик овая	2,43	полупик овая	2,43
22	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,340	полупик овая	2,43	полупик овая	2,43	полупик овая	2,43	полупик овая	2,43	полупик овая	2,43	полупик овая	2,43
23	ночная	0,940	ночная	0,940	ночная	0,940	ночная	0,940	ночная	0,940	ночная	0,940	ночная	0,980	ночная	0,980	ночная	0,980	ночная	0,980	ночная	0,980	ночная	0,980
Средний тариф ночной и полупиковой зоны, руб./кВт*ч		1,718		1,718		1,718		1,718		1,718		1,718		1,786		1,786		1,819		1,819		1,786		1,786
Число часов ночного и полупикового тарифа, ч		18		18		18		18		18		18		18		18		19		19		18		18

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

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

Планируется следующий режим работы котельной:

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

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

Планируемая суммарная мощность электродкотлов составляет 0,6 Гкал/ч, что соответствует подключенной нагрузке при температуре наружного воздуха  $-9^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность периода температуры наружного воздуха ниже  $-9^{\circ}\text{C}$  составляет 1350 ч. в год. График Россандера для предлагаемого режима работы приведен на рисунке 12.11.

### график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное

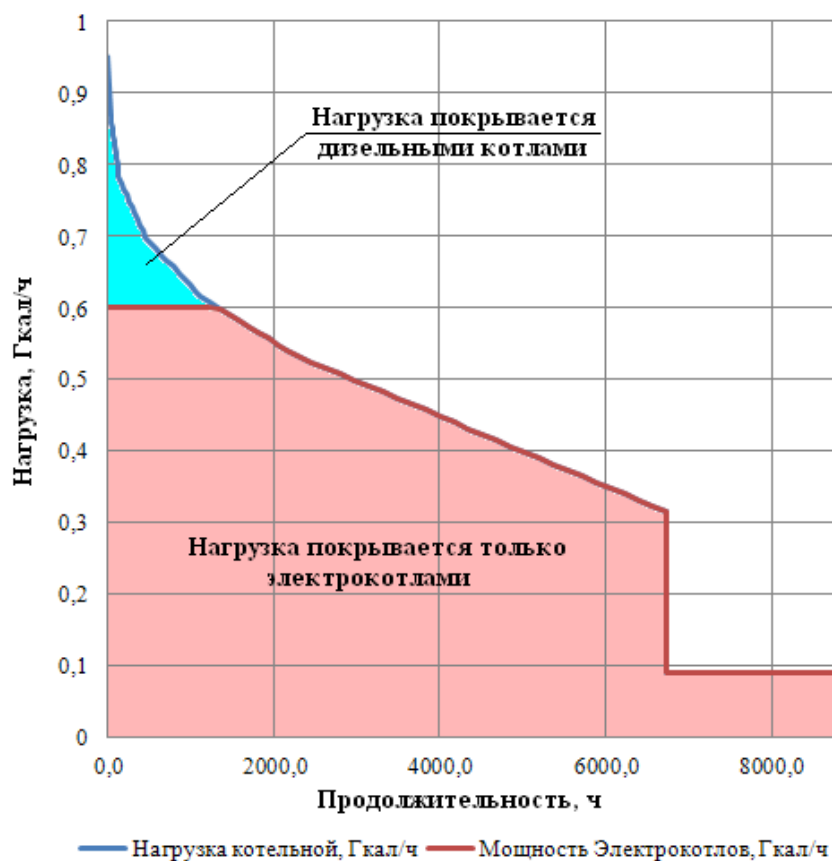
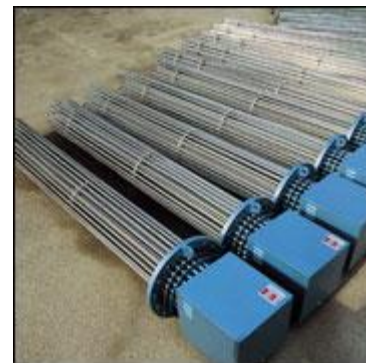


Рисунок 12.11. График Россандера при работе электродкотлов

В качестве нагревательных элементов электродкотлов следует рассматривать фланцевые погружные электронагреватели.

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



Фланцевые погружные нагреватели монтируются в котлы или прочие емкости или цистерны, и являются самым безопасным и надежным решением для технологического нагрева.



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

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

Состав оборудования дизельной котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 12.44.

**Таблица 12.44. 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	2006	1,02 Гкал/ч
2	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч
3	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч
4	-	-	-	ТЭН-300	2025	0,3 Гкал/ч
5	-	-	-	ТЭН-300	2025	0,3 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			2,06			2,66
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,95			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 2648 руб./Гкал (в ценах 2016 года), что на 40% ниже существующего уровня. Годовая экономия на затратах на топливо составит 4 млн. рублей. Эффект от экономии ТЭР за период с 2025 по 2031 годы составит 24 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 12.45.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 12.46.

**Таблица 12.45. Показатели работы Дизельной котельной п. Дровяное на период актуализации схемы теплоснабжения**

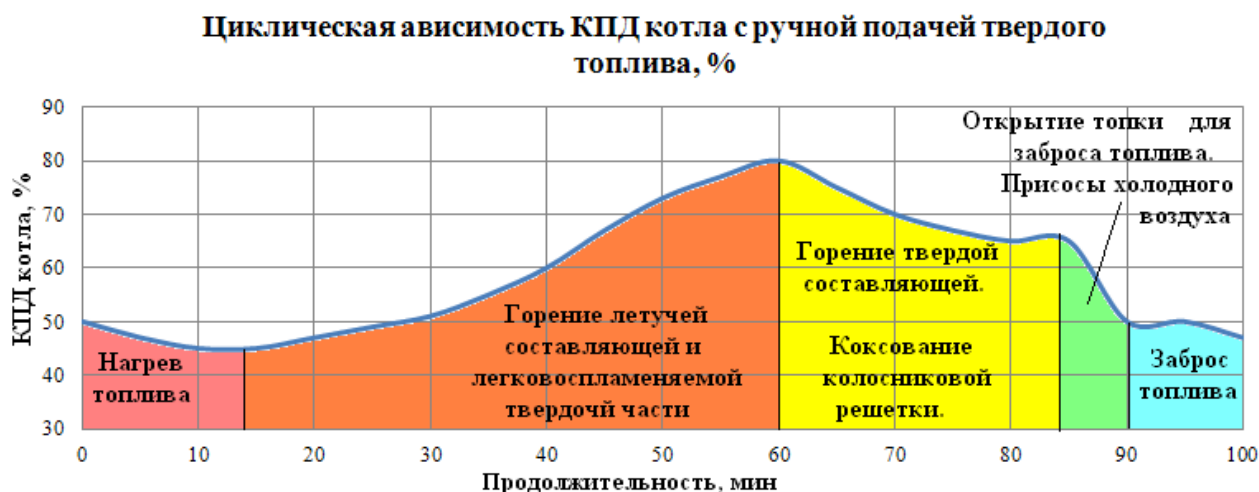
Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
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	0,000	0,000
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	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	0,02	0,02	0,02
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	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	2,67	2,67	2,67
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	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	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	2,67	2,67	2,67
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%	100,0%	100,0%
Дизель	%	100,0%	100,0%	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%	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	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	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	144,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Дизель	тыс. туг.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Электроэнергия	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	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
Переводной коэффициент																	
Дизель	тут/тнг	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	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	123,0	123,0
Расход натурального топлива																	
Дизель	тыс. т	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Дизель	тыс. руб./т.	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623	38,623
Электроэнергия	руб./кВт*ч	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820
Затраты на топливо	млн руб.	11,085	11,084	11,084	11,084	11,084	11,084	11,084	11,084	11,084	7,083	7,083	7,083	7,083	7,083	7,083	7,083
Дизель	млн руб.	11,085	11,084	11,084	11,084	11,084	11,084	11,084	11,084	11,084	2,771	2,771	2,771	2,771	2,771	2,771	2,771
Электроэнергия	млн руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,312	4,312	4,312	4,312	4,312	4,312	4,312
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4144,5	4144,5	4144,5	4144,5	4144,5	4144,5	4144,5	4144,5	4144,5	2648,5	2648,5	2648,5	2648,5	2648,5	2648,5	2648,5

**Таблица 12.46. Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной п. 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	1200
<b>Всего</b>	<b>-</b>	<b>1200,0</b>

### **Угольная котельная п. Дровяное МУП "Мурманская управляющая компания"**

Основной причиной высокой себестоимости от угольной котельной п. Дровяное являются расходы на оплату труда персонала. Так Фонд оплаты труда и социальные отчисления на 2018 год составят 6,2 млн. рублей, что соответствует 21,7% НВВ котельной и в 2,7 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 17 человек, что объясняется отсутствием какой-либо автоматизации. На угольной котельной п. Дровяное 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 12.12.



**Рисунок 12.12. 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, предусматриваемые для данной котельной, должны быть направлены в первую очередь на автоматизацию и повышение культуры эксплуатации.

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

Сценариями 1 и 2 предусматривается сохранение существующего оборудования котельной на весь рассматриваемый период.

Основное и вспомогательное оборудование котельной проходит плановые и текущие ремонты. Экономия топлива осуществляется за счет повышения культуры эксплуатации котлов.

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев приведены в таблице 12.47.



**Таблица 12.47. Технико-экономические показатели работы угольной котельной п. Дровяное**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
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	0,928	0,928
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46
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	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46
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%	100,0%	100,0%
Уголь	%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Уголь	кг.т/Гкал	458,5	458,5	458,5	413,6	368,7	323,7	278,8	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1
Расход условного топлива	тыс. тут.	2,1	2,1	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Уголь	тыс. тут.	2,1	2,1	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Уголь	кг.т/Гкал	467,4	467,4	467,4	421,6	375,8	330,0	284,2	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7
Переводной коэффициент																	
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива																	
Уголь	тыс. т	2,708	2,708	2,708	2,443	2,177	1,912	1,647	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Уголь	тыс. руб./т.	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026	5,026
Затраты на топливо	млн руб.	13,610	13,612	13,612	12,278	10,944	9,609	8,275	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068
Уголь	млн руб.	13,610	13,612	13,612	12,278	10,944	9,609	8,275	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068	7,068
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	3050,9	3050,9	3050,9	2751,9	2452,9	2153,9	1854,9	1584,2	1584,2	1584,2	1584,2	1584,2	1584,2	1584,2	1584,2	1584,2

### Котельная п. Абрам-Мыс АО "Мурманэнергосбыт"

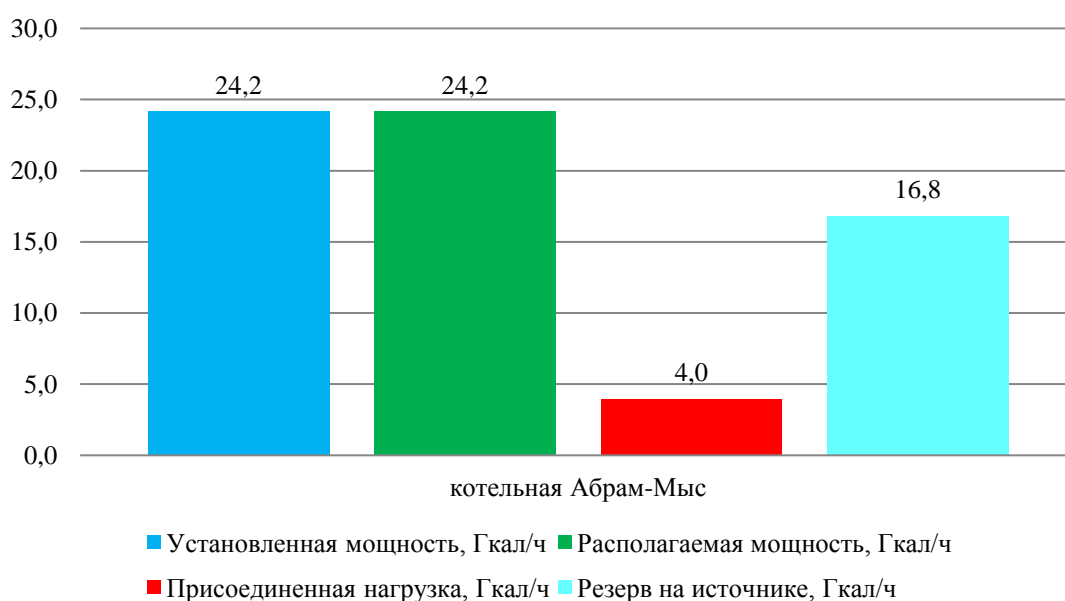
Котельная расположена в микрорайоне Абрам-Мыс Первомайского административного округа г. Мурманска. Установленная мощность котельной составляет 24,18 Гкал/ч. На котельной установлены 3 паровых котла ДКВР, введенных в эксплуатацию в 80-х годах прошлого века.

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 12.13.

**Баланс тепловой мощности котельной п. Абрам-Мыс Гкал/ч**



**Рисунок 12.13. Баланс тепловой мощности котельной п. Абрам-Мыс**

Из графика видно, что установленная мощность котельной более чем в пять раз превышает подключенную нагрузку. Значительная часть мощности является избыточной.

Учитывая вышеописанное, мероприятия, предлагаемые для котельной, должны предусматривать снижение установленной мощности котельной и замену части паровых котлов на водогрейные котлы. Для обоих сценариев рассматривается модернизация котельной с переводом на сжигание твердого топлива – древесной щепы.

### **Мероприятия для котельной п. Абрам-Мыс**

#### **Сценарий 1**

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 таблиц 12.48.

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 п. Абрам-Мыс на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 12.49. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 1 представлены в таблице 12.50.

**Таблица 12.48. Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс**

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

**Таблица 12.49. Состав оборудования котельной п. 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			3,97			3,97

**Таблица 12.50. Техничко-экономические показатели работы котельной п. Абрам-Мыс по Сценарию 1**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	3,930	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,474	0,474	0,474	0,474	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,5	16,3	16,6	16,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,3	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,2	14,3	14,6	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,4	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	2,0	2,0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,82	12,3	12,6	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
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%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	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%
Древесная щепа	%	0,0%	0,0%	0,0%	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%
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	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	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. тут.	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	2,7	2,7
Мазут	тыс. тут.	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	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. тут.	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	2,7	2,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	213,4	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0
Древесная щепа	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0
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	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	0,3	0,3
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	2,2	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	0,9	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	0,0	0,0	0,0	4,7	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
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	1,3	1,3
Затраты на топливо	млн руб.	23,7	22,5	23,0	22,5	21,1	21,1	21,1	16,7	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
Мазут	млн руб.	23,7	22,5	23,0	22,5	21,1	21,1	21,1	10,6	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	0,0	0,0	0,0	6,1	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1664,8	1572,8	1572,8	1572,8	1476,4	1476,4	1476,4	1166,4	856,4	856,4	856,4	856,4	856,4	856,4	856,4	856,4

## Сценарий 2

За основу сценария 2 принят вариант предложенный КИП, в рамках которого осуществить строительство электрокотельной в пос. 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.

Требуемые инвестиции в строительство электрокотельной Абрам-Мыс приведены в таблице 12.51. Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 12.52. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 12.53.

**Таблица 12.51. Требуемые инвестиции в строительство электрокотельной Абрам-Мыс, тыс. руб.**

Наименование	2023	2024
Создание электросетевой инфраструктуры	610810	0
Котельное отделение	6000	2000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	10000	2000
Бак запаса воды	0	0
Приборы учета тепла	0	0
ВПУ	1000	0
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

Наименование	2023	2024
Создание электросетевой инфраструктуры	610810	0
Непредвиденные затраты 3%	6000	1000
Всего	646810	9000

**Таблица 12.52. Состав оборудования котельной п. 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			3,97			3,97

**Таблица 12.53. Техничко-экономические показатели работы котельной п. Абрам-Мыс по Сценарию 2**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	3,930	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,5	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,2	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,4	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	2,0	2,0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,82	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26
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%	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%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	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%	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	163,2	163,2
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	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Мазут	тыс. туг.	3,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	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	0,0	0,0	0,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	213,4	186,0	189,9	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	186,0	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	0,0	0,0	0,0	155,1	155,1	155,1	155,1	155,1	155,1	155,1
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	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	123,0	123,0
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	2,2	1,9	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	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	0,0	0,0	0,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	11,9	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
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	0,9	0,9
Затраты на топливо	млн руб.	23,5	23,1	22,8	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
Мазут	млн руб.	23,5	23,1	22,8	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	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	0,0	0,0	0,0	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1652,6	1615,6	1594,5	1561,3	1561,3	1561,3	1561,3	1561,3	1561,3	1185,2	1185,2	1185,2	1185,2	1185,2	1185,2	1185,2



## Котельная завода ТО ТБО

Котельная завода 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 ПАО "Мурманская ТЭЦ".

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной.

Для Сценарных условий 1 и 2 предусматривается сохранение мазутной подсветки. Перевод котельной на уголь не рассматривается как технологически нереализуемый.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и затраты, представлены в таблицах 12.54–12.56.

**Таблица 12.54. Состав оборудования котельной 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"	2017	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"	2018	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			60,3			60,3
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			15,41			24,66

**Таблица 12.55. Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценариев, без НДС**

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Капитальный ремонт парового котла №1	2017	15000,0
Капитальный ремонт парового котла №2	2018	15000,0
Всего		30000,0

**Таблица 12.56. Техничко-экономические показатели работы котельной ТО ТБО**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	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	15,410	15,410
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	122	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	85	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	76	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Собственное потребление завода	тыс. Гкал	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Твердое топливо (ТБО)	%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%	98,8%
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	154,0	154,0
Твердое топливо (ТБО)	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	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. т.т.	18,7	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Мазут	тыс. т.т.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т.т.	18,5	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	219,8	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	219,8	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3	216,3
Переводной коэффициент																	
Мазут	т.т./т.т.	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Твердое топливо (ТБО)	т.т./т.т.	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	0,305	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	67,7	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	11,9	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
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	0,1	0,1
Затраты на топливо	млн руб.	9,9	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Мазут	млн руб.	3,6	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Твердое топливо (ТБО)	млн руб.	6,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	115,7	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5

### Котельная ПАО Мурманский морской торговый порт

Котельная ПАО "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 12.57—12.59.

**Таблица 12.57. Состав оборудования котельной ПАО "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			15,52			15,52
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			14,03			13,34

**Таблица 12.58. Технико-экономические показатели работы котельной ПАО "Мурманский морской торговый порт"**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	14,030	14,030	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,812	1,122	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	19,2	19,4	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	18,0	18,2	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	18,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,3	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	16,7	16,7	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
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%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг/т/Гкал	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0
Расход условного топлива	тыс. т/т.	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	3,1	3,1	3,1
Мазут	тыс. т/т.	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	3,1	3,1	3,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг/т/Гкал	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5
Переводной коэффициент																	
Мазут	т/т/тнт	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	2,253	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	2,3	2,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
Затраты на топливо	млн руб.	27,8	28,1	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
Мазут	млн руб.	27,8	28,1	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
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	1546,0	1546,0

**Таблица 12.59. Капитальные затраты на мероприятия, без НДС**

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13	2019	5000,0
Всего		5000,0

### **Котельная АО "Мурманский морской рыбный порт"**

Котельная обеспечивает тепловой энергией в виде пара и горячей воды потребителей рыбного порта. Также, тепловая энергия в виде пара передается на ЦТП АО "Мурманэнергосбыт".

26.04.2016 в администрацию города Мурманска поступило уведомление от АО «Мурманский морской рыбный порт» о выводе котельной из эксплуатации. В целях недопущения дефицита мощности в данной системе теплоснабжения, руководствуясь законодательными актами в сфере теплоснабжения, Администрация постановила приостановить вывод из эксплуатации источника до 19.05.2019 в соответствии с постановлением №3936 от 13.12.2017 «О внесении изменений в постановление администрации города Мурманска от 19.05.2016 №1373 «О приостановлении вывода из эксплуатации источника тепловой энергии (котельной АО «Мурманский морской рыбный порт», расположенной по адресу: город Мурманск, Рыбный порт, южные причалы) и тепловых сетей» (в ред. Постановления от 19.04.2017 №1114)». Таким образом, теплоснабжение потребителей, подключенных к ЦТП Фестивальная до 19.05.2019 предусматривается от существующей котельной АО «ММРП». К 19.05.2019 должен быть реализован вариант теплоснабжения от альтернативного источника всей существующей городской нагрузки котельной АО «Мурманский морской рыбный порт».

На котельной АО «Мурманский морской рыбный порт» в конце 60-х годов прошлого века установлены 4 паровых котла ГМ-50 суммарной мощностью 140 Гкал/ч. Мощность котлов подбиралась исходя из потребностей рыбного порта в тепловой энергии в виде пара и горячей воды для технологических нужд и отопления предприятия.

В настоящее время подключенная нагрузка котельной составляет 5,18 Гкал/ч.

Установленная мощность котельной в 27 раз больше подключенной нагрузки котельной. В настоящее время такая мощность является избыточной.

**Таблица 12.62. Техничко-экономические показатели работы котельной АО "Мурманский морской рыбный порт"**

Наименование	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	20,40	11,00	5,18	5,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,00	2,99	2,99	2,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00	2,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	59,5	49,5	15,5	10,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,1	12,0	1,8	1,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	51,5	37,5	13,7	8,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	17,6	17,6	3,0	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	33,9	19,9	10,6	5,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут	кгу.т/Гкал	150,8	132,4	154,3	143,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход условного топлива	тыс. тут.	9,0	6,6	2,4	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут	тыс. тут.	9,0	6,6	2,4	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут	кгу.т/Гкал	174,4	174,9	174,5	174,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Переводной коэффициент						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход натурального топлива						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут	тыс. т	6,6	4,8	1,7	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут	тыс. руб./т.	8,5	11,6	11,6	11,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на топливо	млн руб.	55,9	55,4	20,2	12,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут	млн руб.	55,9	55,4	20,2	12,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1084,8	1478,6	1475,6	1475,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

### **Котельная БМК взамен ЦТП на ул. Фестивальная**

Жилые дома, расположенные на ул. Фестивальная, подключены к сетям теплоснабжения от котельной АО Мурманский морской рыбный порт через ЦТП. От котельной до ЦТП по ул. Фестивальной проложен паропровод общей протяженностью более 2 км. Возврат конденсата на котельную отсутствует.

В соответствии с решением собственника котельной по выводу источника из эксплуатации, сведения о котором приведены выше, предлагается рассмотреть теплоснабжение района ул. Фестивальная от нового источника на месте ЦТП.

Себестоимость тепловой энергии от новой котельной должна быть ниже, чем себестоимость тепловой энергии от котельной АО "Мурманский морской рыбный порт" с учетом потерь энергии в паропроводе.

На текущий момент ведутся работы по проектированию блочно-модульной котельной, для которой предусмотрено использование в качестве основного топлива мазут, так как площадки для размещения топливного хозяйства недостаточно для строительства котельной на угле. Требуемые инвестиции в строительство БМК на мазуте/отработке, согласно расчетам разработчика ГК «Элком» г. Санкт-Петербург представлены в таблице 12.68.

По состоянию на момент сбора данных, для актуализации настоящего проекта, в АО «Мурманэнергосбыт» поступили заявки на подключение к тепловым сетям в районе ЦТП Фестивальная. Общая суммарная перспективная нагрузка по выданным ТУ составляет 2,45 Гкал/ч.

С учетом имеющейся подключенной нагрузки ЦТП Фестивальная в 2018 году 3,273 Гкал/ч, суммарная подключенная нагрузка составит 5,723 Гкал/ч.

В связи с этим, предполагается строительство автономной блочной котельной с 3 водогрейными жаротрубными котлами ЖК 3,15, мощностью 3150 кВт, ООО «БАЛТКОТЛОМАШ» с жидкотопливными горелками. Данные котлы эксплуатируются на жидких видах топлива (мазут, отработка, дизельное топливо) и имеют высокое значение КПД – не менее 92%.

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для БМК на мазуте приведены в таблице 12.67.

Технико-экономические показатели приведены в таблице 12.68

**Таблица 12.67. Затраты на строительство БМК по 1 сценарию, тыс. руб.**

Мероприятие	Сценарий 1	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для строительства БМК	2017	3000
Строительство автономной БМК установленной мощностью 8,126 Гкал/ч	2018	30000
Всего	-	<b>33000</b>



**Таблица 12.68. 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
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
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
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	5,284	13,053	13,053	13,053	13,053	13,053	13,053	13,053	13,053	13,053	13,053	13,053	13,053
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,295	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,989	12,538	12,538	12,538	12,538	12,538	12,538	12,538	12,538	12,538	12,538	12,538	12,538
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,301	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,688	12,178	12,178	12,178	12,178	12,178	12,178	12,178	12,178	12,178	12,178	12,178	12,178
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	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.	0,814	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010
Мазут	тыс. туг.	0,814	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	163,1	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3
Переводной коэффициент														
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. м3	0,594	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./м3	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Затраты на топливо	млн руб.	6,830	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874
Мазут	млн руб.	6,830	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874	16,874
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1369,0	1345,8	1345,8	1345,8	1345,8	1345,8	1345,8	1345,8	1345,8	1345,8	1345,8	1345,8	1345,8

## **Котельная 22 филиала Мурманский филиал ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны РФ**

Котельная 22 снабжает тепловой энергией военные объекты и 2 МКД по ул. Мохнаткина Пахта.

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

Для котельной предусматривается сохранение мазутной зависимости.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах 12.69—12.70. Мероприятия по данному источнику не предусмотрены, так как отсутствуют данные по выполненным ремонтам и фактическому техническому состоянию оборудования.

**Таблица 12.69. 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			1,67			1,67

**Таблица 12.70. Техничко-экономические показатели работы котельной 22**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	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	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47
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%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9
Расход условного топлива	тыс. туг.	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
Мазут	тыс. туг.	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9	223,9
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	1,37	1,37
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. м3	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./м3	11,9	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Затраты на топливо	млн руб.	25,8	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Мазут	млн руб.	25,8	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1945,0	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6	1879,6

### Котельная ТЦ "Росляково – 1"

Котельная вырабатывает тепловую энергию в виде горячей воды и пара, производит отпуск потребителям на технологические нужды, нужды отопления и горячего водоснабжения (ГВС). Тип котельной – отдельно стоящее здание. Котельная принята в эксплуатацию в 2000 году. Основное топливо – мазут (М100). Резервное топливо - не предусмотрено.

Установленная мощность котельной – 50,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 32,56 Гкал/ч.

В котельной установлено 7 котлоагрегатов:

1. Два котлоагрегата ПТВМ законсервированы т.к. не требуется такая большая мощность котельной. Они были установлены с расчетом на подключение отопления и ГВС: п. Сафоново, п. нижнее Росляково, п. Кортик.

2. В цеху № 1 установлено 5 паровых котлоагрегата, 3 котлоагрегата ДКВР и 2 ДЕ. Котлоагрегат № 2 (ДЕ) был установлен летом 2013 года, но его сборка так и не завершена, пуско-наладочные работы назначены на (весна/лето) 2014 год.

Для снижения себестоимости тепловой энергии в данном районе предлагается рассмотреть предложенный в КИП сценарий, согласно которому вместо существующей котельной 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 12.71.

Технико-экономические показатели приведены в таблице 12.72.

**Таблица 12.71. 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, ЗПУ	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 12.72. Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ Росляково-1**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	19,094	19,109	19,100	19,100	19,100	19,993	20,886	21,779	22,672	23,565	23,565	23,565	23,565	23,565	23,565	23,565
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,06	1,11	1,31	1,36	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,50	2,61	2,72	2,83	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	90,5	86,3	86,3	86,3	86,3	90,4	94,6	100,1	104,3	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,4	8,7	8,7	8,7	8,7	9,1	9,5	11,3	11,7	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	82,1	77,6	77,5	77,5	77,5	81,3	85,1	88,8	92,6	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	8,7	8,0	8,0	8,0	8,0	8,4	8,8	9,1	9,5	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	73,5	69,6	69,5	69,5	69,5	72,9	76,3	79,7	83,1	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5
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%	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%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	162,8	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2
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	190,5	190,5
Расход условного топлива	тыс. т.т.	14,7	14,3	14,3	14,3	14,3	14,9	15,6	16,5	17,2	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
Мазут	тыс. т.т.	14,7	14,3	14,3	14,3	14,3	14,9	15,6	16,5	17,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг.т/Гкал	179,5	183,8	183,8	183,8	183,8	183,8	183,8	183,8	183,8	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	0,0	0,0	0,0	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6
Переводной коэффициент																	
Мазут	т.т./т.т.	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Уголь	т.т./т.т.	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. м3	10,8	10,4	10,4	10,4	10,4	10,9	11,4	12,1	12,6	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	0,0	0,0	0,0	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./м3	11,9	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Уголь	тыс. руб./т.	3,154	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	3,2
Затраты на топливо	млн руб.	128,0	119,7	119,7	119,7	119,7	125,4	131,2	138,8	144,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7
Мазут	млн руб.	128,0	119,7	119,7	119,7	119,7	125,4	131,2	138,8	144,7	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	0,0	0,0	0,0	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1558,9	1542,9	1543,0	1543,0	1543,0	1542,7	1542,5	1562,8	1562,5	878,8	878,8	878,8	878,8	878,8	878,8	878,8

## **Угольная котельная ТЦ "Росляково-Южная"**

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 2010 году.

Установленная мощность котельной – 7,63 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 5,61 Гкал/ч.

Основное топливо – уголь. Резервное топливо - не предусмотрено.

Уголь поступает на угольный склад котельной автомобильным транспортом. Подача угля в котельную и непосредственно в топки котлов производится вручную, с применением средств малой автоматизации.

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.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 12.73.

Показатели работы угольной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 12.74.

**Таблица 12.73. Затраты на реконструкцию угольной котельной ТЦ Росляково Южная, тыс. руб.**

Наименование	2022	2023
Создание электросетевой инфраструктуры	13280	0
Котельное отделение	4000	1000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	6	2000
Электрощитовая 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 12.74. Показатели работы котельной ТЦ Росляково Южная**

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	2,43	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	15,44	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,62	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,82	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19	8,19
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	7,11	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	7,71	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	7,34	7,34
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%	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%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	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%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Уголь	кг.т/Гкал	240,2	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3
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	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. т.т.	3,7	1,9	1,9	1,873	1,873	1,873	1,873	1,237	1,237	1,237	1,237	1,237	1,237	1,237	1,237	1,237
Уголь	тыс. т.т.	3,7	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Электроэнергия	тыс. т.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Уголь	кг.т/Гкал	250,2	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	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	0,0	0,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0
Переводной коэффициент																	
Уголь	т.т./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	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	123,0	123,0
Расход натурального топлива																	
Уголь	тыс. т	4,8	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	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	0,0	0,0	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Уголь	тыс. руб./т.	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154
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	0,9	0,9
Затраты на топливо	млн руб.	15,2	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45
Уголь	млн руб.	15,2	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	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	0,0	0,0	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1024,9	936,7	936,7	936,7	936,7	936,7	936,7	1154,0	1154,0	1154,0	1154,0	1154,0	1154,0	1154,0	1154,0	1154,0



**4.5. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, 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 и экономически нецелесообразно**

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

**4.6. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки тепловой и электрической 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.

**4.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы**

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

**4.8. Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе**

Схемой теплоснабжения г. Мурманска предусматривается:

Согласно сценарию 1:

- передача в 2021 году всей нагрузки от котельной "РОСТа" на котельную "Северная";
- передача тепловой нагрузки в размере 26,15 Гкал/ч от Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную (1 этап – срок завершения 2029 г.);
- передача тепловой нагрузки в размере 43,44 Гкал/ч от Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную (2 этап – срок завершения 2031 г.).

Согласно сценарию 2:

- передача в 2021 году всей нагрузки от котельной "РОСТа" на котельную "Северная";
- передача тепловой нагрузки в размере 26,15 Гкал/ч от ПАО "Мурманская ТЭЦ" на Восточную котельную (1 этап – срок завершения 2029 г.)
- передача тепловой нагрузки в размере 43,44 Гкал/ч от ПАО "Мурманская ТЭЦ" на Восточную котельную (2 этап – срок завершения 2031 г.)
- передача в 2028 году всей нагрузки от на котельную «Северная» и Восточной котельной на новую котельную «Северная – Восточная».

Влияние данных переключений на работу источников централизованного теплоснабжения рассмотрено в п.4.3 – п.4.4.

**4.9. Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценка затрат при необходимости его изменения**

Схемой теплоснабжения г. Мурманска изменение режимов отпуска тепловой энергии, от существующих источников теплоснабжения, за исключением котельных «Южная» и «Восточная», не предполагается (предлагается сохранение текущих температурных графиков отпуска тепловой энергии). По котельным «Южная» и

«Восточная» изменение температурного графика (а с ним и режима отпуска тепловой энергии) является свершившимся фактом и не требует дополнительных капитальных вложений. Потребители, подключенные в данным источникам, были отрегулированы таким образом, что получают необходимое и достаточное количество теплоты, что в свою очередь подтверждается отсутствием жалоб на некачественное теплоснабжение.

## **Глава 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей**

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей приведены в Главе 7 "Предложения по строительству реконструкции тепловых сетей" Обосновывающих материалов Актуализации на 2019 год схемы теплоснабжения г. Мурманск на период с 2016 по 2031 г.

Решения о необходимости строительства и реконструкции 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" и соответствующих приложениях.

Структура организации проектов по строительству и реконструкции 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.).

**Таблица 12.75. Реестр проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и насосных станций**

Участок тепловой сети	Наименование проекта	Цель реализации проекта
К-1 - К-2	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-4 - К-1	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-8 - Узел авт.	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-5 - К-4	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
Узел авт. - К-7	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-7 - К-6	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-6 - К-5	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-2 - Пав.	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
Пав. - ТК-201д	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)





Участок тепловой сети	Наименование проекта	Цель реализации проекта
ТК-3 - ТК-6-2	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
ТК-6-2 - ТК-66-2	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
Реконструкция НС№10(резерв)	Реконструкция в зоне действия Восточной котельной	Строительство/реконструкция насосных станций
Реконструкция НС№7 66кв.	Реконструкция в зоне действия Восточной котельной	Строительство/реконструкция насосных станций
Строительство 2 луча от Восточной котельной до НС№7	Строительство в зоне действия Восточной котельной	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)
Реконструкция НС№ 207 кв.	Реконструкция в зоне действия Северной котельной	Строительство/реконструкция насосных станций
ЦТП №4 - ТК-274	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-274 - ТК-273	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-273 - ж/д ул. А. Невского д.96	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-273 - ТК-272	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-272 - ж/д ул. А. Невского, 94	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-272 - ТК-271	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-271 - ж/д ул. Кирпичная, 8	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-271 - ТК-270	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-270 - ж/д ул. А. Невского, 90	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-270 - ТК-269	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-269 - ж/д ул. Кирпичная, 12	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-269 - ТК-268	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-268 - ж/д ул. Кирпичная, 6	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС



<b>Участок тепловой сети</b>	<b>Наименование проекта</b>	<b>Цель реализации проекта</b>
ТК-503 - Мурманский КЦСОН	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-94 - потребители ЦТП 62кв	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС

**5.1. Предложения по строительству и реконструкции 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 тепловых резервов)**

Обоснование предложений по строительству и реконструкции 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 Книге 7 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них" обосновывающих материалов.

С целью сокращения (а в дальнейшем и ликвидации) дефицитов тепловой мощности предлагается произвести перевод группы потребителей тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ на теплоснабжение от Восточной котельной.

**Таблица 12.76. Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 в разрезе ТСО**

ПАО Мурманская ТЭЦ																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5	38,2	0,0	0,0	0,0	0,0	48,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,5	364,5	0,0	0,0	0,0	465,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,3	157,0	0,0	0,0	0,0	200,3
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5	182,0	521,5	0,0	0,0	0,0	714,0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5	182,0	521,5	0,0	0,0	0,0	714,0
АО МЭС																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	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	0,0
Оборудование	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	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	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	0,0
Всего капитальные затраты	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	0,0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	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	0,0

**5.2. Предложения по строительству и реконструкции 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 12.77

**Таблица 12.77. Состав группы проектов №2 для развития схемы теплоснабжения**

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
Восточная кот. - П-14 (2 луч) участок 1	Восточная	ОАО Мурманская ТЭЦ	Строительство	0,82	442,3	47,8	2019	2021	4,86	49,04	21,12
Восточная кот. - П-14 (2 луч) участок 2	Восточная	ОАО Мурманская ТЭЦ	Строительство	0,82	442,3	47,8	2019	2022	4,86	51,10	22,01
Восточная кот. - П-14 (2 луч) участок 3	Восточная	ОАО Мурманская ТЭЦ	Строительство	0,82	884,7	95,6	2020	2023	10,16	106,49	45,87
ТК-21г-Нахимовское училище	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0,219	237,0	9,1	2018	2018	0,89	8,29	3,57
Восточная кот. - П-14 (2 луч) участок 4	Восточная	ОАО Мурманская ТЭЦ	Строительство	0,82	884,7	95,6	2020	2024	10,16	110,64	47,66
Восточная кот. - П-14 (2 луч) участок 5	Восточная	ОАО Мурманская ТЭЦ	Строительство	0,82	884,7	95,6	2020	2025	10,16	114,63	49,38
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 4	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Строительство	0	0,0	4,7	2018	2018	0,46	4,29	1,85
Новое строительство ТК-47 - Спорткомплекс	Южная	ОАО Мурманская ТЭЦ	Строительство	0,108	23,2	7,8	2018	2019	0,76	7,33	3,16
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 13	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	2,8	2018	2018	0,28	2,57	1,11
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 14	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	2,0	2018	2019	0,20	1,91	0,82
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 15	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	1,0	2019	2020	0,11	1,03	0,45
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 16	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	0,9	2020	2021	0,10	0,94	0,40
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 17	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	0,9	2021	2022	0,10	0,98	0,42

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 18	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	0,9	2022	2023	0,11	1,02	0,44
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 19	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	0,6	2023	2024	0,07	0,71	0,30
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 20	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	0,6	2024	2025	0,08	0,73	0,32
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 31	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	0	0		2018	2018	0,00	0,00	0,00
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 32	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	8,1	2018	2019	0,80	7,70	3,32
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 33	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	1,5	2029	2030	0,22	2,04	0,88
Новое строительство до МФЦ "Людмила Плюс"	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	0,219	101,17	3,9	2019	2020	0,40	3,85	1,66
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 39	Северная	ОАО МЭС	Строительство	0	0	0,1	2018	2019	0,01	0,08	0,04
ТК-2 - 51:20:0001054:947	ММРП	ОАО МЭС	Строительство	0,133	250,5	6,0	2019	2020	0,61	5,95	2,56
ТК-2 - 51:20:0001054:930	ММРП	ОАО МЭС	Строительство	0,133	178,76	4,3	2019	2020	0,44	4,25	1,83

Группа проектов №2 включает следующие проекты:

- присоединение объектов Первомайского, Октябрьского и Ленинского округов к тепловым сетям ПАО "Мурманская ТЭЦ";
- 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 Северной котельной.

**Таблица 12.78. Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО**

ПАО Мурманская ТЭЦ																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,8	9,7	30,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41,0
Оборудование	млн. руб.	0,0	7,3	0,0	49,0	51,1	106,5	110,6	114,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	439,2
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	3,2	0,0	21,1	22,0	45,9	47,7	49,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	189,2
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,8	20,2	30,5	70,2	73,1	152,4	158,3	164,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	669,4
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	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,8	20,2	30,5	70,2	73,1	152,4	158,3	164,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	669,4
АО МЭС																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	2,6	1,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	4,9
Оборудование	млн. руб.	15,2	9,7	15,1	0,9	1,0	1,0	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	46,3
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	6,5	4,2	6,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	20,0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	24,3	15,4	21,7	1,4	1,5	1,5	1,1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,9	0,0	71,2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	24,3	15,4	21,7	1,4	1,5	1,5	1,1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,9	0,0	71,2



### **5.3. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

#### ***Мероприятия 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.

Суммарная перспективная тепловая нагрузка по г. Мурманску на конец расчётного периода (2031 год) составит 49,6 Гкал/ч (с учетом убыли ветхого жилья). В том числе:

- на Мурманской ТЭЦ – 0,52 Гкал/ч;
- на Восточной котельной – 17,2 Гкал/ч;
- на Южной котельной – 39,2 Гкал/ч;
- на Северной котельной – 0,05 Гкал/ч;
- на БМК Фестивальная – 2,45 Гкал/ч;

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 Южная и проектируемой котельной Фестивальная.

Группа проектов №3 включает следующие проекты:

- присоединение новых объектов в районе ЦТП Фестивальная к сетям АО «Мурманэнергосбыт»;
- присоединение объектов Нахимовского училища к тепловым сетям Южной котельной.

**Таблица 12.79. Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 в разрезе ТСО**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
<b>АО МЭС</b>																
ПИР и ПСД	млн. руб.	1,8	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5
Оборудование	млн. руб.	16,7	0,0	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,4
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	7,2	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	25,6	0,7	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	25,6	0,7	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0

**5.4. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности 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 12.84:

**Таблица 12.84. 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 перемика ВК и Мурманской ТЭЦ - отв. гр-ца раздела ВК и Мурманской ТЭЦ	120	600	600	1988	Подземная канальная	Задвижки на перемишке являются границей раздела между Восточной котельной и Мурманской ТЭЦ

Через участки, приведённые в таблице выше, проходят границы раздела между источниками ПАО «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 ПАО «Мурманская ТЭЦ» недостаточно для покрытия нагрузки существующих потребителей тепловой энергии. Развитие города, увеличение жилой и социальной застройки к 2031-му году приведёт к ещё большему дефициту на источнике. Для того чтобы обеспечить тепловой энергией существующих и новых потребителей города необходимо провести переключения на тепловых сетях, вследствие чего, часть подключенной нагрузки в размере 69,59 Гкал/ч от ПАО "Мурманская 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. 5.1). Проекты должны быть реализованы в течение 2019 – 2031 гг.

Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций и приведены в п. 5.1.2 настоящего документа.

**5.5. 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**

*Мероприятия по строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт 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;
- переключение потребителей котельной Росляково-1 на новую котельную Росляково-1.

Подключение к зоне Северной котельной 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 660,0 м;
- перекладка участка тепломагистрали от ТК-244 до насосной станции ЦТП 207 квартала с Ду350мм на Ду400мм протяженностью 1100,0 м;
- реконструкция насосной станции ЦТП 207 квартала с увеличением производительности до 750,0 т/ч на обратном трубопроводе и напором 30,0 м;

На Северной котельной:

- 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 Росляково-1 будет располагаться на новой площадке. Для переключения всей нагрузки котельной 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 Росляково-1. Для реализации данных мероприятий потребуется 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 12.85–12.86.

**Таблица 12.85. Состав группы проектов №5 для Сценария 1**

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ТК-244 - НС ЦТП 207	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	1	0,1	2018	2019	1,40	1,45	0,01	0,06	0,03
НС ЦТП 207 - ТК-244а	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	576	39,5	2018	2019	1,40	1,45	3,86	37,30	16,07
ТК-244а - ТК-244б	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	140	9,6	2019	2020	1,45	1,52	0,98	9,47	4,08
ТК-244б - ТК-244в	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	15,25	1,0	2019	2020	1,45	1,52	0,11	1,03	0,44
ТК-244в - ТК-244г	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	34	2,3	2019	2020	1,45	1,52	0,24	2,30	0,99
ТК-244г - ТК-244и	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	40	2,7	2020	2021	1,52	1,58	0,29	2,81	1,21
ТК-244и - СК-244м	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	130	11,4	2019	2020	1,45	1,52	1,16	11,29	4,86
СК-244м - отв. СК-244м	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	19	1,7	2019	2020	1,45	1,52	0,17	1,65	0,71
отв. СК-244м - узел за отв. СК-244м	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	40	3,5	2019	2020	1,45	1,52	0,36	3,47	1,50
ТК-22 - ТК-23	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	8,17	0,5	2018	2019	1,40	1,45	0,05	0,49	0,21
ТК-23 - ТК-23а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	3,45	0,2	2018	2019	1,40	1,45	0,02	0,21	0,09
ТК-23а - здв. ТК-23а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	12,49	0,8	2018	2019	1,40	1,45	0,08	0,74	0,32
зdv. ТК-23а - отв. ТК-23а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	6,42	0,4	2018	2019	1,40	1,45	0,04	0,38	0,16

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
отв. ТК-23а - ТК-105	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	5,72	0,4	2018	2019	1,40	1,45	0,04	0,34	0,15
ТК-105 - ТК-105а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	91	5,7	2018	2019	1,40	1,45	0,56	5,41	2,33
ТК-105а - задвижка ТК-34	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	34	2,1	2019	2020	1,45	1,52	0,22	2,11	0,91
задвижка ТК-34 - ТК-34	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	1,16	0,1	2019	2020	1,45	1,52	0,01	0,07	0,03
ТК-34 - ТК-33а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	59	3,7	2019	2020	1,45	1,52	0,38	3,66	1,58
ТК-33а - задвижка ТК-32	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	66	4,1	2019	2020	1,45	1,52	0,42	4,10	1,76
задвижка ТК-32 - ТК-32	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	1,38	0,1	2019	2020	1,45	1,52	0,01	0,09	0,04
ТК-32 - ТК-31б	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	51	3,2	2019	2020	1,45	1,52	0,33	3,16	1,36
ТК-31 - ТК-30	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	20	1,0	2020	2021	1,52	1,58	0,11	1,08	0,46
ТК-30 - задвижка ТК-44а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	57	3,0	2020	2021	1,52	1,58	0,32	3,07	1,32
задвижка ТК-44а - ТК-44а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	0,7	0,0	2020	2021	1,52	1,58	0,00	0,04	0,02
ТК-44а - задвижка 1 ТК-44а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	0,84	0,0	2019	2019	1,45	1,45	0,00	0,04	0,02
задвижка 1 ТК-44а - ТК-45	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	109	5,7	2019	2019	1,45	1,45	0,58	5,40	2,33



Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ТК-45 - ТК-46	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	42	2,2	2019	2019	1,45	1,45	0,22	2,08	0,90
ТК-46 - ТК-47а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	83	4,3	2019	2020	1,45	1,52	0,44	4,29	1,85
ТК-47а - ТК-47	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	27	1,4	2019	2020	1,45	1,52	0,14	1,40	0,60
ТК-47 - ТК-9-2	Роста	АО МЭС	Строительство	0,219	133,09	5,1	2020	2021	1,52	1,58	0,55	5,26	2,27
ТК-44а - ТК-44	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	57,97	2,4	2020	2021	1,52	1,58	0,26	2,49	1,07
ТК-44 - задвижка ТК-11	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	15	0,6	2020	2021	1,52	1,58	0,07	0,65	0,28
задвижка ТК-11 - ТК-11	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	0,5	0,0	2020	2021	1,52	1,58	0,00	0,02	0,01
ТК-11 - ТК-10	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	118	4,9	2020	2021	1,52	1,58	0,53	5,08	2,19
ТК-10 - ТК-9	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	34	1,4	2020	2021	1,52	1,58	0,15	1,46	0,63
ТК-9 - ТК-8а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	71	3,0	2020	2021	1,52	1,58	0,32	3,05	1,32
ТК-8а - ТК-8	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	50	1,0	2020	2021	1,52	1,58	0,11	1,08	0,46
ТК-8 - ТК-7	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	97	2,0	2020	2021	1,52	1,58	0,22	2,09	0,90
ТК-7 - ТК-5	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	70	1,5	2020	2021	1,52	1,58	0,16	1,51	0,65
ТК-5 - задвижка ТК-3	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	52	1,1	2020	2021	1,52	1,58	0,12	1,12	0,48
задвижка ТК-3 - ТК-3	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	1,08	0,0	2020	2021	1,52	1,58	0,00	0,02	0,01
ТК-3 - ТК-6-2	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,076	184	2,7	2020	2021	1,52	1,58	0,29	2,77	1,19
Новая котельная	Росляково-1	АО МЭС	Строительство	0,426	1488	93,7	2022	2023	1,65	1,71	10,80	104,46	45,00

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
Росляково-1 - Здание старой котельной Росляково-1													
ТК-6-2 - ТК-66-2	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,076	110	1,6	2020	2021	1,52	1,58	0,17	1,66	0,71
К-1 - К-2	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	72	6,3	2020	2021	1,52	1,58	0,67	6,50	2,80
К-2 - Пав.	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	340	29,9	2020	2021	1,52	1,58	3,18	30,71	13,23

**Таблица 12.86. Состав группы проектов №5 для Сценария 2**

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ТК-244 - НС ЦТП 207	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	1	0,1	2018	2019	1,40	1,45	0,01	0,06	0,03
НС ЦТП 207 - ТК-244а	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	576	39,5	2018	2019	1,40	1,45	3,86	37,30	16,07
ТК-244а - ТК-244б	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	140	9,6	2019	2020	1,45	1,52	0,98	9,47	4,08
ТК-244б - ТК-244в	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	15,25	1,0	2019	2020	1,45	1,52	0,11	1,03	0,44
ТК-244в - ТК-244г	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	34	2,3	2019	2020	1,45	1,52	0,24	2,30	0,99
ТК-244г - ТК-244и	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,426	40	2,7	2020	2021	1,52	1,58	0,29	2,81	1,21
ТК-244и - СК-244м	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	130	11,4	2019	2020	1,45	1,52	1,16	11,29	4,86
СК-244м - отв. СК-244м	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	19	1,7	2019	2020	1,45	1,52	0,17	1,65	0,71
отв. СК-244м - узел за отв. СК-244м	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	40	3,5	2019	2020	1,45	1,52	0,36	3,47	1,50
ТК-22 - ТК-23	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	8,17	0,5	2018	2019	1,40	1,45	0,05	0,49	0,21
ТК-23 - ТК-23а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	3,45	0,2	2018	2019	1,40	1,45	0,02	0,21	0,09
ТК-23а - здв. ТК-23а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	12,49	0,8	2018	2019	1,40	1,45	0,08	0,74	0,32
здв. ТК-23а - отв. ТК-23а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	6,42	0,4	2018	2019	1,40	1,45	0,04	0,38	0,16

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
отв. ТК-23а - ТК-105	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	5,72	0,4	2018	2019	1,40	1,45	0,04	0,34	0,15
ТК-105 - ТК-105а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	91	5,7	2018	2019	1,40	1,45	0,56	5,41	2,33
ТК-105а - задвижка ТК-34	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	34	2,1	2019	2020	1,45	1,52	0,22	2,11	0,91
задвижка ТК-34 - ТК-34	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	1,16	0,1	2019	2020	1,45	1,52	0,01	0,07	0,03
ТК-34 - ТК-33а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	59	3,7	2019	2020	1,45	1,52	0,38	3,66	1,58
ТК-33а - задвижка ТК-32	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	66	4,1	2019	2020	1,45	1,52	0,42	4,10	1,76
задвижка ТК-32 - ТК-32	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	1,38	0,1	2019	2020	1,45	1,52	0,01	0,09	0,04
ТК-32 - ТК-31б	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,325	51	3,2	2019	2020	1,45	1,52	0,33	3,16	1,36
ТК-31 - ТК-30	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	20	1,0	2020	2021	1,52	1,58	0,11	1,08	0,46
ТК-30 - задвижка ТК-44а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	57	3,0	2020	2021	1,52	1,58	0,32	3,07	1,32
задвижка ТК-44а - ТК-44а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	0,7	0,0	2020	2021	1,52	1,58	0,00	0,04	0,02
ТК-44а - задвижка 1 ТК-44а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	0,84	0,0	2019	2019	1,45	1,45	0,00	0,04	0,02
задвижка 1 ТК-44а - ТК-45	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	109	5,7	2019	2019	1,45	1,45	0,58	5,40	2,33

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ТК-45 - ТК-46	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	42	2,2	2019	2019	1,45	1,45	0,22	2,08	0,90
ТК-46 - ТК-47а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	83	4,3	2019	2020	1,45	1,52	0,44	4,29	1,85
ТК-47а - ТК-47	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,273	27	1,4	2019	2020	1,45	1,52	0,14	1,40	0,60
ТК-47 - ТК-9-2	Роста	АО МЭС	Строительство	0,219	133,09	5,1	2020	2021	1,52	1,58	0,55	5,26	2,27
ТК-44а - ТК-44	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	57,97	2,4	2020	2021	1,52	1,58	0,26	2,49	1,07
ТК-44 - задвижка ТК-11	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	15	0,6	2020	2021	1,52	1,58	0,07	0,65	0,28
задвижка ТК-11 - ТК-11	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	0,5	0,0	2020	2021	1,52	1,58	0,00	0,02	0,01
ТК-11 - ТК-10	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	118	4,9	2020	2021	1,52	1,58	0,53	5,08	2,19
ТК-10 - ТК-9	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	34	1,4	2020	2021	1,52	1,58	0,15	1,46	0,63
ТК-9 - ТК-8а	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,219	71	3,0	2020	2021	1,52	1,58	0,32	3,05	1,32
ТК-8а - ТК-8	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	50	1,0	2020	2021	1,52	1,58	0,11	1,08	0,46
ТК-8 - ТК-7	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	97	2,0	2020	2021	1,52	1,58	0,22	2,09	0,90
ТК-7 - ТК-5	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	70	1,5	2020	2021	1,52	1,58	0,16	1,51	0,65
ТК-5 - задвижка ТК-3	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	52	1,1	2020	2021	1,52	1,58	0,12	1,12	0,48
задвижка ТК-3 - ТК-3	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,108	1,08	0,0	2020	2021	1,52	1,58	0,00	0,02	0,01
ТК-3 - ТК-6-2	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,076	184	2,7	2020	2021	1,52	1,58	0,29	2,77	1,19
Новая котельная	Росляково-1	АО МЭС	Строительство	0,426	1488	93,7	2022	2023	1,65	1,71	10,80	104,46	45,00

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
Росляково-1 - Здание старой котельной Росляково-1													
Новая котельная Абрам-мыс-ТК-1*	Абрам Мыс	АО МЭС	Строительство	0,219	298,53	11,5	2021	2022	1,58	1,65	1,27	12,31	5,30
Новая котельная Южная - НС котельной Южная	Северная-Восточная	Н.О.	Строительство	0,92	7048,92	838,4	2026	2027	1,90	1,96	111,76	1068,94	460,47
Котельная Северная Восточная-ТК1п	Северная-Восточная	Н.О.	Строительство	0,92	700,65	83,3	2026	2027	1,90	1,96	11,11	106,25	45,77
ТК1п-НС котельная Северная	Северная-Восточная	Н.О.	Строительство	0,72	137,68	13,6	2026	2027	1,90	1,96	1,81	17,28	7,45
ТК1п-котельная Восточная	Северная-Восточная	Н.О.	Строительство	0,82	2419,98	261,4	2026	2027	1,90	1,96	34,85	333,30	143,57
ТК-6-2 - ТК-66-2	Роста	АО МЭС	Реконструкция	0,076	110	1,6	2020	2021	1,52	1,58	0,17	1,66	0,71
К-1 - К-2	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	72	6,3	2020	2021	1,52	1,58	0,67	6,50	2,80
К-2 - Пав.	Северная	АО МЭС	Реконструкция	0,529	340	29,9	2020	2021	1,52	1,58	3,18	30,71	13,23

### ***Капитальные затраты группы проектов №5***

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

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 12.87–12.90. Сводные капитальные затраты этой группы проектов с применением индексов-дефляторов составят по первому сценарию 425,7 млн. руб. и по второму – 2787,1 млн.руб. Проекты должны быть реализованы в течение 2018 – 2031 гг.

**Таблица 12.87. Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	4,6	5,8	7,5	0,0	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	52,4	48,1	72,5	0,0	104,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	277,4
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	22,6	20,7	31,2	0,0	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	119,5
Всего капитальные затраты	млн. руб.	4,6	80,8	76,3	103,7	10,8	149,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	425,7
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	4,6	80,8	76,3	103,7	10,8	149,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	425,7

**Таблица 12.88. Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 1**

АО МЭС																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	4,6	5,8	7,5	0,0	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	52,4	48,1	72,5	0,0	104,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	277,4
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	22,6	20,7	31,2	0,0	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	119,5
Всего капитальные затраты	млн. руб.	4,6	80,8	76,3	103,7	10,8	149,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	425,7
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	4,6	80,8	76,3	103,7	10,8	149,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	425,7



**Таблица 12.89. Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	4,6	5,8	7,5	1,3	10,8	0,0	0,0	0,0	159,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	189,5
Оборудование	млн. руб.	0,0	52,4	48,1	72,5	12,3	104,5	0,0	0,0	0,0	1525,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1815,5
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	22,6	20,7	31,2	5,3	45,0	0,0	0,0	0,0	657,3	0,0	0,0	0,0	0,0	782,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	4,6	80,8	76,3	104,9	28,4	149,5	0,0	0,0	159,5	2183,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2787,1
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	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	4,6	80,8	76,3	104,9	28,4	149,5	0,0	0,0	159,5	2183,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2787,1

**Таблица 12.90. Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 2**

ПАО Мурманская ТЭЦ																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	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	0,0
Оборудование	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	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	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	0,0
Всего капитальные затраты	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	0,0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	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	0,0
АО МЭС																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	4,6	5,8	7,5	1,3	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0
Оборудование	млн. руб.	0,0	52,4	48,1	72,5	12,3	104,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	289,8
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	22,6	20,7	31,2	5,3	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	124,8
Всего капитальные затраты	млн. руб.	4,6	80,8	76,3	104,9	28,4	149,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	444,6
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	4,6	80,8	76,3	104,9	28,4	149,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	444,6
Н.О.																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	159,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1525,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	657,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	159,5	2183,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2342,6
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	159,5	2183,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2342,6

## **5.6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса.**

### ***Мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса***

В Книге 7 обосновывающих материалов к актуализации Схемы теплоснабжения представлен весь перечень необходимых мероприятий по реконструкции ветхих тепловых сетей.

Объемы реконструкции ветхих тепловых сетей в течение расчетного периода актуализированной 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 перекидок в течение расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения участки тепловых сетей, истощивших эксплуатационный ресурс, будут ликвидированы в полном объеме. Минимально необходимый объем перекидок тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения рассмотрен в главе 9 "Надежность теплоснабжения".

В таблице 12.91 представлены сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для ПАО "Мурманская ТЭЦ". В таблице 12.91 приведены планируемые мероприятия на магистральных сетях по каждому участку. Следует отметить, что в эксплуатационной ответственности данной ТСО находятся преимущественно магистральные тепловые сети от ПАО "Мурманская ТЭЦ", Южной и Восточной котельных. Следовательно, перекидка 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 ПАО "Мурманская ТЭЦ") тепловые сети от ПАО "Мурманская ТЭЦ", Южной и Восточной котельных;

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

Характеристики тепловых сетей от котельной АО "Мурманский морской рыбный порт" и котельной ПАО "Мурманский морской торговый порт", подлежащих перекладке в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, представлены в Приложении 1 к Главе 7. Наибольшая часть тепловых сетей должна быть переложена в течение расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения. Порядок и сроки перекладки определяются ТСО исходя из опыта эксплуатации.

Бесхозные и муниципальные сети от котельных МУП "МУК" являются относительно новыми (введены в эксплуатацию в 2005 и 2010 гг. соответственно). В течение расчетного периода данные сети не могут быть отнесены к категории ветхих сетей, следовательно, в группу проектов №6 не включен ни один участок.

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 несколько снижены по сравнению с представленными значениями.

**Таблица 12.91. Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для участков эксплуатационной ответственности ПАО "Мурманская ТЭЦ"**

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.
П-11 - ТК-12	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,72	349,15	Канальная	37,4
ТК-12 - ТК-13	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,72	102,23	Канальная	10,9
П-14 - задвижка П-14	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	2,7	Канальная	0,2
задвижка П-14 - ТК-15	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	60,81	Канальная	5,4
ТК-15 - ТК-16	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	26,41	Канальная	2,3
ТК-16 - узел НС7	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	16,2	Канальная	1,4
узел НС7 - НС№7 66кв	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	28,67	Канальная	2,5
ТК-110/2 - Задвижка ТК-112	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	99,66	Канальная	6,8
Задвижка ТК-112 - ТК-112	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	1,15	Канальная	0,1
ТК-112 - ТК-112/2	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	17,65	Канальная	1,2
ТК-112/2 - Задвижка ТК-112/2	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	0,99	Канальная	0,1
Задвижка ТК-112/2 - ТК-37/3а	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	98,17	Канальная	6,7
ТК-37/3а - ТК37/3	Восточная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	10,68	Канальная	0,7
ТК-12/1 - ТК-13/1	Южная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,63	446,61	Канальная	45,6
МТЭЦ-ТК-4/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	431	Канальная	37,9
ТК-4/1-ТК-10/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	516	Канальная	45,4
ТК-10/1-ТК-20/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	569	Канальная	50,1
ТК-20/1-ТК-35/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	334	Канальная	29,4
ТК-20/1-ТК-35/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	499	Канальная	34,2
ТК-35/1-ТК-37/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	62	Канальная	4,2
ТК-37/1-ТК-41/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	473	Канальная	32,4
ТК-41/1-ТК-49/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	168	Канальная	11,5
ТК-49/1-ТК-52/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	191	Канальная	13,1
ТК-52/1-ТК-57/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	156	Канальная	10,7
ТК-57/1-ТК-61/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	267	Канальная	11,2
ТК-57/1-ТК-92/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	362	Канальная	24,8
ТК-92/1-ТК-97/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	621	Канальная	54,6
ТК-49/1-ТК-74/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	228	Канальная	9,6
ТК-52/1-ТК-53/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	99	Канальная	4,1
ТК-41/1-ТК-47А/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	175	Канальная	5,5
ТК-35/1-ТК-36/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	119	Канальная	7,5
ТК-41/1-ТК-43/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	117	Канальная	4,9
ТК-43/1-ТК-43/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	218	Канальная	9,1
ТК-39/1-ТК-41/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	233	Канальная	7,3

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.
ТК-49/1-ТК-46/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	424	Канальная	26,7
ТК-49/1-ТК-46/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	238	Канальная	12,5
ТК-2/2-ТК-73/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	591	Канальная	52,0
ТК-2/2-ТК-73/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	712	Канальная	48,8
ТК-2/2-ТК-73/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	202	Канальная	12,7
ТК-2/2-ТК-73/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	211	Канальная	11,1
ТК-104/2-ТК-106/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	87	Канальная	4,6
ТК-8/2-ТК-11/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	295	Канальная	20,2
ТК-11/2-ТК-12/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,133	32	Канальная	0,8
ТК-11/2-ТК-16/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	276	Канальная	18,9
ТК-14/2-ТК-15/2А	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	129	Канальная	4,1
ТК-16/2-ТК-18/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	289	Канальная	18,2
ТК-18/2-ТК-20/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	147	Канальная	9,2
ТК-20/2-ТК-18/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	122	Канальная	5,1
ТК-18/2-ТК-22/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	159	Канальная	10,0
ТК-22/2-ТК-24/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	171	Канальная	9,0
ТК-24/2-ТК-28/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	207	Канальная	10,8
ТК-28/2-ТК-36/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	297	Канальная	18,7
ТК-28/2-ТК-32/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	204	Канальная	10,7
ТК-32/2-ТК-63/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	333	Канальная	14,0
ТК-66/2-ТК-103/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	103	Канальная	4,3
ТК-22/2-мастерская	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	60	Канальная	3,1
ТК-43/2-ТК-63/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	187	Канальная	9,8
ТК-24/2-С.Перов.2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,089	22	Канальная	0,4
ТК-36/2-ТК-53/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	731	Канальная	30,6
ТК-51/2-ТК-57/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	247	Канальная	10,4
ТК-38/2-ТК-41/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	130	Канальная	4,1
ТК-57/2-Бойл.34кв	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	68	Канальная	2,9
ТК-10/1-ТК-11/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	152	Канальная	9,6
МТЭЦ-ТК-2/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,63	128	Канальная	13,1
ТК-2/2-ТК-4/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,63	349	Канальная	35,6
ТК-4/3-ТК-23А/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	1520	Канальная	133,8
ТК-23А/3-ТК-26/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	215	Канальная	13,5
ТК-4/3-ТК-99/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,377	150	Канальная	9,9
ТК-993-ТК-40/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	915	Канальная	57,5
ТК-26/3-ТК-35/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	751	Канальная	47,2

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.
ТК-34/3-Куйб.1А	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	274	Канальная	8,6
ТК-35/3-ТК-57/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	238	Канальная	15,0
ТК-57/3-ТК-112/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	34	Канальная	2,1
ТК-45/3-ТК-47/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	52	Канальная	1,6
ТК-40/3-ТК-41/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	131	Канальная	5,5
ТК-38/3-ТК-39/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	128	Канальная	8,0
ТК-39/3-ТК-40/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	100	Канальная	4,2
ТК-10/3-ТК-55/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	413	Канальная	21,6
ТК-14/3-ТК-38/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	40	Канальная	2,5
ТК-14/3-ТК-38/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	90	Канальная	4,7
ТК-6/3-ТК-6А/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	45	Канальная	1,9
ТК-6А/3-ТК-50/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	220	Канальная	6,9
ТК-14/3-ТК-43/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	75	Канальная	3,1
ТК-40/3-ТК-41Б/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	189	Канальная	9,9
ТК-37/3-Хирур.кор	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	171	Канальная	7,2
ТК-37/3-Хирур.кор	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	45	Канальная	2,8
Вводы от ТК-30/3, ТК-30А/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	49	Канальная	2,1
Ввод от ТК-29/3А	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,089	25	Канальная	0,4
Хир.кор.-МДЦ	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,089	53	Канальная	0,9
Хир.кор.-МДЦ	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	104	Канальная	4,4
ТК-30Б-МДЦ	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	97	Канальная	4,1
ТК-53/1-ТК-55/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	75	Канальная	2,4
ТК-72/3-Нас. №1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	307	Канальная	27,0
ТК-32/2-ТК-30/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	229	Канальная	12,0
ЮК-П-1А	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,82	125	Надземная	12,8
П-1А-ТК-2/4	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,72	101	Надземная	9,4
ТК-2/4 -Н.№6	Южная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	1094	Надземная	91,0
Н.№6- ТК-10/4	Южная	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	167	Канальная	14,7
ТК-10/4-ТК-15/4	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	538	Канальная	36,9
ТК-10/4-ТК-20/4	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,377	532	Канальная	34,9
ЮК-П-1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,82	165	Надземная	16,8
П-1-ТК-51	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,82	110	Канальная	12,9
ТК-51-П-3А	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,82	1785	Канальная	209,7
П-3А-П-3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,63	850	Канальная	86,7
П-1А-ТК-7	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,72	675	Канальная	72,3
ТК-7-ТК-20	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,63	883	Канальная	90,1

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.
ТК-20-ТК-34	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,63	2800	Канальная	285,7
ТК-34-ТК-38	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	413	Канальная	36,3
ТК-38-ТК-87/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	1006	Канальная	68,9
ТК-87/3-ТК-81/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	530	Канальная	33,3
ТК-81/3-ТК-76/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	429	Канальная	29,4
ТК-76/3-ТК-74/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	167	Канальная	11,4
ТК-74/3-ТК-72/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,377	153	Канальная	10,1
ТК-38-ТК-56	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	271	Канальная	23,8
ТК-56-ТК-58	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	317	Канальная	27,9
ТК-58-ТК-61	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	466	Канальная	41,0
ТК-61-ТК-63Б	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	463	Канальная	40,7
ТК-63Б-ТК-81/3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	453	Канальная	39,9
ТК-7-ТК-8	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	179	Канальная	12,3
ТК-8-ТК-13	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	552	Канальная	37,8
ТК-13-ТК-7/4	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	105	Канальная	7,2
ТК-21-ТК-48	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	744	Канальная	46,8
ТК-48-ТК-50	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	191	Канальная	12,0
ТК-3-ТК-52	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	291	Канальная	18,3
П-3-Н.№4	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,72	290	Канальная	31,1
ТК-26-УТ-1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	151	Канальная	9,5
ТК-32-ТК-32А	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	227	Канальная	11,9
ТК-2/4-Ремонт. произв. база	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	76	Канальная	5,2
—”—	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	292	Канальная	15,3
—”—	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	235	Канальная	7,4
—”—	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,108	32	Канальная	0,7
ТК-86/3-Н. №3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	188	Канальная	7,9
ТК-76/3-Н. №2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	81	Канальная	3,4
ТК-76/3-Н. №2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	115	Канальная	6,0
ТК-63Б-больниц Севрыба	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	1026	Канальная	53,8
ТК-63Б-больниц Севрыба	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	536	Надземная	24,4
П-1-Рем.цех	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,133	278	Надземная	6,3
Перемышка П-1Б-УТ-1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,72	200	Надземная	18,7
ВК-П-5	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,72	1177	Канальная	126,0
П-5-ТК-12	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,72	2156	Надземная	201,6
ТК-12-П-14	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,72	865	Канальная	92,6
П-14-ТК-19	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	190	Канальная	11,9



Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.
П-14-ТК-109/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	1444	Канальная	127,1
П-14 – Н.№7	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	233	Канальная	20,5
ТК-109/2 ТК-112/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,529	413	Канальная	36,3
ТК-107/2 ТК-109/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	115	Канальная	7,2
ТК-107/2 ТК-69/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	1092	Канальная	74,8
ТК-94/2-ТК-92/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	42	Канальная	1,8
ТК-96/2-ТК-101/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	218	Канальная	13,7
ТК-101/2-Бойл. Н.Плат	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	198	Канальная	10,4
ТК-15-ТК-78/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	350	Канальная	24,0
ТК-78/2-ТК-76/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	204	Канальная	14,0
ТК-76/2-ТК-75/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	150	Канальная	7,9
ТК-75/2-ТК-73/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	154	Канальная	9,7
ТК-27/2-ТК-30/2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,273	397	Канальная	20,8
П-8А-ТК-92/1	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,63	923	Канальная	94,2
ВК-УТ-4	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,426	112	Канальная	7,7
П-5А-УТ-2	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,325	330	Надземная	18,1
УТ-2-УТ-3	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,219	72	Канальная	3,0
Т/сеть Гаража «Мэлс»	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	260	Надземная	7,1
Т/сеть Молокомбината	Мурманская ТЭЦ	ПАО Мурманская ТЭЦ	Реконструкция	0,159	482	Надземная	13,2

Как определено в Главе 10 Обосновывающих материалов, источником финансирования мероприятий в рамках данной группы проектов является статья "амортизационные отчисления" в тарифе на тепловую энергию.

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

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №6 по теплоснабжающим организациям приведены в таблицах 12.92–12.96. Сводные капитальные затраты этой группы проектов на дату реализации мероприятий составят **16 394,6 млн. руб.** Проекты должны быть реализованы в течение 2018 – 2031 гг.

**Таблица 12.92. Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	61	64	50	164	84	77	84	77	91	83	84	78	27	93	1117
Оборудование	млн. руб.	0	593	615	1111	930	813	747	804	738	871	796	798	739	1124	10678
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0	255	265	479	401	350	322	346	318	375	343	344	318	484	4600
Всего капитальные затраты	млн. руб.	61	912	929	1754	1415	1240	1153	1227	1146	1329	1223	1220	1084	1701	16395
Непредвиденные расходы	млн. руб.	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	0
Всего смета проекта	млн. руб.	61	912	929	1754	1415	1240	1153	1227	1146	1329	1223	1220	1084	1701	16395

**Таблица 12.93. Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ПАО "Мурманская ТЭЦ"**

ПАО Мурманская ТЭЦ																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	25,9	27,0	29,6	66,5	32,9	28,5	25,8	27,7	43,4	28,8	33,1	27,0	2,0	52,2	450,3
Оборудование	млн. руб.	0,0	252,7	259,8	444,1	478,5	318,4	274,5	248,1	265,5	415,2	274,8	314,7	256,1	503,0	4305,4
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	108,9	111,9	191,3	206,1	137,1	118,2	106,9	114,4	178,9	118,4	135,5	110,3	216,7	1854,6
Всего капитальные затраты	млн. руб.	25,9	388,6	401,3	701,9	717,5	484,0	418,5	382,7	423,3	622,8	426,3	477,2	368,3	771,9	6610,3
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	25,9	388,6	401,3	701,9	717,5	484,0	418,5	382,7	423,3	622,8	426,3	477,2	368,3	771,9	6610,3

**Таблица 12.94. Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для АО "Мурманэнергосбыт"**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	34,0	35,4	18,8	92,7	49,8	47,6	56,3	47,7	46,5	49,4	50,8	50,9	25,4	41,0	646,2
Оборудование	млн. руб.	0,0	329,1	343,6	631,5	427,4	481,5	459,5	541,6	457,4	444,4	471,8	483,3	482,6	620,8	6174,5
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	141,8	148,0	272,0	184,1	207,4	198,0	233,3	197,0	191,4	203,2	208,2	207,9	267,4	2659,8
Всего капитальные затраты	млн. руб.	34,0	506,3	510,4	996,3	661,3	736,6	713,8	822,7	700,9	685,3	725,8	742,3	715,8	929,1	9480,6
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	34,0	506,3	510,4	996,3	661,3	736,6	713,8	822,7	700,9	685,3	725,8	742,3	715,8	929,1	9480,6

**Таблица 12.95. Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ПАО "Мурманский морской торговый порт"**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	1,1	1,2	1,2	5,1	1,3	1,4	1,4	1,5	1,1	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	20,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	10,8	11,6	35,6	24,6	12,7	13,4	13,8	14,6	11,0	49,7	0,0	0,0	0,0	197,8
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	4,7	5,0	15,3	10,6	5,5	5,8	6,0	6,3	4,7	21,4	0,0	0,0	0,0	85,2
Всего капитальные затраты	млн. руб.	1,1	16,7	17,8	56,1	36,5	19,6	20,7	21,3	22,0	20,9	71,1	0,0	0,0	0,0	303,7
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	1,1	16,7	17,8	56,1	36,5	19,6	20,7	21,3	22,0	20,9	71,1	0,0	0,0	0,0	303,7

## **5.7. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности**

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 Книге 10 обосновывающих материалов "Оценка надёжности теплоснабжения".

## **5.8. Строительство и реконструкция насосных станций**

### ***Мероприятия по строительству и реконструкции 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№10(резерв) в зоне действия Восточной котельной с установкой требуемых параметров на существующих насосах на обратном трубопроводе. Производительность насосной станции составит 800 т/ч. При реализации переключения нагрузки между источниками потребуется выполнить реконструкцию на объектах АО «Мурманэнергосбыт», а также в тепловых пунктах потребителей. Объем реконструкции должен быть определен на стадии разработки проекта переключения нагрузки.
2. Реконструкция насосной станции НС№7 66кв в зоне действия Восточной котельной с установкой требуемых параметров на существующих насосах на обратном трубопроводе, расход через насосную - 1300 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

3. Реконструкция насосной станции ЦТП 207 квартал в зоне действия Северной котельной с увеличением производительности до 750,0 т/ч на обратном трубопроводе и напором 30,0 м
4. 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.

Сценарий 2 предполагает следующие мероприятия:

1. Реконструкция насосной станции НС№10(резерв) в зоне действия Восточной котельной с установкой требуемых параметров на существующих насосах на обратном трубопроводе. Производительность насосной станции составит 800 т/ч.
2. Реконструкция насосной станции НС№7 66кв в зоне действия Восточной котельной с установкой требуемых параметров на существующих насосах на обратном трубопроводе, расход через насосную - 1300 т/ч;
3. Реконструкция насосной станции ЦТП 207 квартал в зоне действия Северной котельной с увеличением производительности до 750,0 т/ч на обратном трубопроводе и напором 30,0 м;
4. 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";
5. Строительство насосной станции новой угольной котельной Южная на месте старой котельной для увеличения располагаемого напора до 60 м (+30 на подаче и +30 на обратном) и производительностью 3800 т/ч;

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

### ***Капитальные затраты группы проектов №7***

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

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №7 по Сценариям приведены в таблицах 12.97–12.100. Сводные капитальные затраты этой группы проектов на дату реализации составят Сценарию 1 – 138,1 млн. руб, по второму – 549,2 млн.руб.. Проекты должны быть реализованы в течение 2019 – 2031 гг.

**Таблица 12.97. Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	2,9	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,3
Оборудование	млн. руб.	0,0	28,4	0,0	25,7	0,0	0,0	0,0	36,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	90,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	12,2	0,0	11,1	0,0	0,0	0,0	15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,8
Всего капитальные затраты	млн. руб.	2,9	40,6	2,7	36,7	0,0	0,0	3,7	51,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138,1
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	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	2,9	40,6	2,7	36,7	0,0	0,0	3,7	51,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138,1

**Таблица 12.98. Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 1**

ПАО Мурманская ТЭЦ																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	28,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,3
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	12,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,7
Всего капитальные затраты	млн. руб.	2,9	40,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	51,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	98,7
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	2,9	40,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	51,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	98,7
АО МЭС																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	25,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,7
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	2,7	36,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,0	2,7	36,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	39,4



**Таблица 12.99. Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	2,9	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,3
Оборудование	млн. руб.	0,0	28,4	0,0	25,7	0,0	0,0	0,0	36,0	0,0	267,8	0,0	0,0	0,0	0,0	357,8
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	12,2	0,0	11,1	0,0	0,0	0,0	15,5	0,0	115,3	0,0	0,0	0,0	0,0	154,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	2,9	40,6	2,7	36,7	0,0	0,0	3,7	51,5	28,0	383,1	0,0	0,0	0,0	0,0	549,2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	2,9	40,6	2,7	36,7	0,0	0,0	3,7	51,5	28,0	383,1	0,0	0,0	0,0	0,0	549,2

**Таблица 12.100. Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 2**

ПАО Мурманская ТЭЦ																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,0
Оборудование	млн. руб.	0,0	28,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0	0,0	89,3	0,0	0,0	0,0	0,0	153,6
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	12,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,5	0,0	38,4	0,0	0,0	0,0	0,0	66,2
Всего капитальные затраты	млн. руб.	2,9	40,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	51,5	9,3	127,7	0,0	0,0	0,0	0,0	235,8
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	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	2,9	40,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	51,5	9,3	127,7	0,0	0,0	0,0	0,0	235,8
АО МЭС																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	25,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,7
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	2,7	36,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,0	2,7	36,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	39,4

Н.О.																
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	178,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	76,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,7	255,4	0,0	0,0	0,0	0,0	274,1
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	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,7	255,4	0,0	0,0	0,0	0,0	274,1

## **5.9. Организация закрытой схемы горячего водоснабжения**

### ***Мероприятия по организации закрытой схемы 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 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.

Организация горячего водоснабжения по закрытой схеме в зоне действия Северной котельной, принципиально может быть осуществлена двумя способами:

1. Установкой теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от Северной котельной, и последующая организация четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя;
2. Установка теплообменников ГВС непосредственно в зданиях, подключенных по элеваторной схеме.

Устройство новых ЦТП для организации закрытой системы ГВС в кварталах сложившейся застройки не рассматривается в связи с рядом технических трудностей:

1. Выделение земельного участка для нового строительства ЦТП в зоне сложившейся застройки;
2. Необходимость инженерного обеспечения нового ЦТП (подвод холодного водоснабжения, канализации, электроснабжения, телекоммуникаций и пр.);

3. Необходимость перекладки тепловых сетей после ЦТП и организация четырехтрубной схемы в условиях высокой плотности существующих коммуникаций.
4. Реконструкция существующих ИТП потребителей.

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

В зоне действия Северной котельной 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;

В качестве трубопроводов ГВС предлагается использовать теплоизолированные трубы "Uropor". Это гибкие предварительно изолированные полимерные трубы для систем горячего водоснабжения, с самокомпенсацией температурных удлинений. Предназначена для подземной бесканальной прокладки. Две несущих трубы: подающая и циркуляционная, выполнены из сшитого полиэтилена РЕ-Ха. Несущие трубы встроены в двухцветную сердцевину теплоизоляции. Параметры несущих труб: максимальная температура 95°C, рабочее давление 10 бар. Срок службы такой трубы составляет 50 лет. Теплоизоляция многослойная, устойчивая к старению, эластичная, выполнена из вспененного сшитого полиэтилена РЕ-Х с закрытыми порами (водопоглощение < 1%). Защитный гофрированный кожух изготавливается из полиэтилена высокой плотности.

**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 № 8 "Организация закрытой схемы горячего водоснабжения" по способу 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 12.101.

**Таблица 12.101. Состав группы проектов №8 (организация 4-х трубной схемы теплоснабжения)**

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ЦТП №4 - ТК-274	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	13,72	0,1	2019	2020	0,01	0,11	0,05
ТК-274 - ТК-273	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	24,26	0,2	2019	2020	0,02	0,19	0,08
ТК-273 - ж/д ул. А. Невского д.96	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	9,83	0,1	2019	2020	0,01	0,08	0,03
ТК-273 - ТК-272	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	51,86	0,4	2019	2020	0,04	0,40	0,17
ТК-272 - ж/д ул. А. Невского, 94	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	7,5	0,1	2019	2020	0,01	0,06	0,02
ТК-272 - ТК-271	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	26,55	0,2	2019	2020	0,02	0,20	0,09
ТК-271 - ж/д ул. Кирпичная, 8	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	20,74	0,2	2019	2020	0,02	0,16	0,07
ТК-271 - ТК-270	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	30,81	0,2	2019	2020	0,02	0,24	0,10
ТК-270 - ж/д ул. А. Невского, 90	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	7,52	0,1	2019	2020	0,01	0,06	0,02
ТК-270 - ТК-269	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	28,56	0,2	2019	2020	0,02	0,22	0,09
ТК-269 - ж/д ул. Кирпичная, 12	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	10,45	0,1	2019	2020	0,01	0,08	0,03

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ТК-269 - ТК-268	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	53,42	0,4	2019	2020	0,04	0,41	0,18
ТК-268 - ж/д ул. Кирпичная, 6	Северная	АО МЭС	Строительство	0,032	48,74	0,4	2019	2020	0,04	0,38	0,16
ТК-503 - Мурманский КЦСОН	Северная	АО МЭС	Строительство	0,076	70	0,9	2018	2019	0,09	0,89	0,38
ТК-94 - потребители ЦТП 62кв	Северная	АО МЭС	Строительство	0,089	250	3,9	2019	2020	0,39	3,80	1,64



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

В зоне действия Северной котельной 547 ИТП потребителей подключены по элеваторной схеме и имеют открытую систему ГВС. Суммарная подключенная нагрузка потребителей составляет 160,9 Гкал/ч, из них ГВС – 21,96 Гкал/ч.

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 примере использования теплообменных пластинчатых аппаратов разборного типа ГП фирмы "Инэрком" г. Йошкар-Ола.

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществлять с 2018 по 2021 годы.

Затраты на организацию закрытой ГВС в зоне действия Северной котельной приведены в Приложении 2 к настоящей Главе. Суммарные капиталовложения в модернизацию ИТП потребителей оцениваются в 168,67 млн. руб.

### ***Капитальные затраты группы проектов №8***

В настоящем разделе приведены результаты оценки финансовых потребностей для мероприятий по организации закрытой схемы ГВС. Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в целом по городу и в разрезе теплоснабжающих организаций.

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №8 приведены в таблицах 12.102–12.103. Сводные капитальные затраты этой группы проектов на дату реализации мероприятий составят 11,1 млн. руб. Проекты должны быть реализованы в течение 2018 – 2022 гг.

**Таблица 12.102. Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №8 в ценах соответствующих лет без НДС**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,1	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,9	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,4	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,1	1,9	9,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1
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	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,1	1,9	9,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1

**Таблица 12.103. Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №8 в разрезе ТСО в ценах соответствующих лет без НДС**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2018 - 2031
АО МЭС																
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,1	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,9	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,4	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,1	1,9	9,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1
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	0,0
НДС	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	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,1	1,9	9,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1

## **Глава 6. Перспективные топливные балансы**

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

Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых на жидком и твердом топливе (базируется на 3 и 4 сценариях Схемы теплоснабжения);

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).

Перспективные топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Мурманска представлены в таблицах 12.104–12.105

**Таблица 12.104. Перспективные максимальные расходы основного (в эквиваленте условного топлива) топлива для сценария №1**

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Мурманская ТЭЦ	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	284,4	286,8	286,9	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	259,4	259,4	216,0
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	124,7	126,2	130,0	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	116,9	116,9	97,3
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	159,0	159,7	159,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,8	161,8	162,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	45217,4	45797,4	45863,3	46224,9	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	41985,0	41985,0	34981,1
Южная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	289,9	290,8	298,4	304,4	305,0	305,0	305,0	305,0	307,8	310,9	314,0	317,1	320,2	323,3	326,4	329,6
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	153,3	153,7	162,3	163,8	164,0	164,0	164,0	164,0	165,4	167,1	168,7	170,4	172,0	173,7	175,4	177,0
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	158,3	158,2	158,0	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	158,0	158,0	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	158,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	45882,5	46003,2	47150,4	48065,5	48171,6	48171,6	48171,6	48171,6	48629,4	49110,3	49587,8	50078,0	50568,0	51062,8	51557,6	52081,4
Восточная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	153,1	155,4	155,4	162,9	162,9	165,1	165,1	165,1	165,5	166,8	168,1	169,5	170,8	197,0	197,0	240,4
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	77,0	77,1	80,4	80,7	80,7	81,0	81,0	81,0	81,4	82,1	82,6	83,1	83,9	94,5	94,5	113,1
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	151,7	150,3	154,8	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,8	154,9	154,8	155,5	154,7	154,7	154,8
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	23225,5	23363,7	24059,4	25230,9	25230,9	25572,6	25572,6	25572,6	25636,8	25823,7	26037,1	26240,9	26554,9	30477,0	30477,0	37217,8
Котельная "Северная"	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	202,5	193,2	193,2	192,6	192,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	98,25	105,52	104,98	104,72	104,72	119,71	119,71	119,71	119,71	119,71	119,71	119,71	119,71	119,71	119,71	119,71

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	33152,5	31618,6	31618,6	31525,2	31525,2	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4
Котельная «РОСТА»	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	27,5	27,5	27,5	27,0	27,0	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»										
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	16,8	16,8	16,8	16,6	16,6											
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	157,1	156,5	156,5	156,5	156,5											
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	4324,4	4307,5	4307,5	4230,1	4230,1											
Котельная п. Абрам-Мыс	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,930	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,7	2,7	2,6	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
	Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	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	0,0	0,0
	Древесная щепа	тыс. т <sub>у.т</sub>	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	2,7	2,7
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал																
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	209,0	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
	Максимальный часовой расход топлива																	
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	821,3	633,3	633,3	633,3	633,3	633,3	633,3	633,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	693,0	693,0	693,0	693,0	693,0	693,0	693,0	693,0	693,0
Котельная ММТП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	14,030	14,030	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	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	3,1	3,1	3,1

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	2665,7	2665,7	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0	2535,0
Котельная Завода 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	15,41	15,41	15,41
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	18,7	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
	Удельный расход условного топлива (мазут)	кг <sub>у.т</sub> /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	154,0	154,0
	Удельный расход условного топлива (ТБО)	кг <sub>у.т</sub> /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	154,0	154,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1
Котельная п. Дровяное (уголь)	Подключенная нагрузка	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	0,928	0,928
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,085	2,085	2,085	1,881	1,677	1,472	1,268	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	458,5	458,5	458,5	413,6	368,7	323,7	278,8	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	425,5	425,5	425,5	383,8	342,1	300,4	258,7	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0
Котельная п. Дровяное (дизель)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	(дизельное топливо)																	
	Удельный расход условного топлива (электроэнергия)	кг <sub>у.т</sub> /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	144,0	144,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5
Котельная ТП «Росляково - 1»	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,094	19,109	19,100	19,100	19,100	19,993	20,886	21,779	22,672	23,565	23,565	23,565	23,565	23,565	23,565	23,565
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	14,7	14,3	14,3	14,3	14,3	14,9	15,6	16,5	17,2	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
	Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	14,7	14,3	14,3	14,3	14,3	14,9	15,6	16,5	17,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	162,8	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5
	Максимальный часовой расход топлива		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	3109,2	3157,1	3155,7	3155,7	3155,7	3303,2	3450,7	3598,3	3745,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4489,1	4489,1	4489,1	4489,1	4489,1	4489,1	4489,1
Котельная ТП «Росляково Южная»	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,428	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,71	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
	Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,709	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Электроэнергия	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	240,2	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Максимальный часовой расход топлива		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	583,3	469,4	469,4	469,4	469,4	469,4	469,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2
Котельная ММРП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	20,400	10,995	5,180	5,180	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на БМК «Фестивальная» и переход ряда потребителей по ул. Новосельской и ул. Заречной к индивидуальному отоплению посредством электрических конвекторов											
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	8,98	6,56	2,39	1,46												
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	150,8	132,4	154,3	143,6												
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	3077,1	1455,7	799,0	744,0												
Котельная №22 (топливо - мазут)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4
БМК Фестивальная (топливо - мазут)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	3,2725	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	-	-	-	0,814	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	-	-	-	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	-	-	-	504,0	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3



**Таблица 12.105. Перспективные максимальные расходы основного (в эквиваленте условного топлива) топлива для сценария №2**

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Мурманская ТЭЦ	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	284,40	286,81	286,90	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	285,55	259,41	259,41	215,96
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	124,7	126,2	130,0	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	116,9	116,9	97,3
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	159,0	159,7	159,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,8	161,8	162,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	45217,4	45797,4	45863,3	46224,9	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	46226,7	41985,0	41985,0	34981,1
Южная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	289,90	290,78	298,44	304,38	305,03	305,03	305,03	305,03	307,76	310,87	313,99	317,10	353,22	356,33	359,45	362,56
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	153,8	154,3	162,0	163,6	163,8	163,8	163,8	163,8	165,0	166,8	168,6	170,3	196,3	198,1	218,1	219,8
	Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	153,3	153,7	162,3	163,8	164,0	164,0	164,0	164,0	165,4	167,1	168,7	170,4	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	196,3	198,1	218,1	219,8
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал																
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	158,3	158,2	158,0	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	158,0	158,0	157,9	157,9	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	178,6	178,6	178,6	178,6
	Максимальный часовой расход топлива																	
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	45882,5	46003,2	47150,4	48065,5	48171,6	48171,6	48171,6	48171,6	48629,4	49110,3	49587,8	50078,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63075,5	63631,8	64188,0	64744,3
Восточная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	153,10	155,42	155,42	162,92	162,92	165,12	165,12	165,12	165,47	166,81	168,14	169,48	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»			
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	77,0	77,1	80,4	80,7	80,7	81,0	81,0	81,0	81,4	82,1	82,6	83,1				
	Удельный расход	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	151,7	150,3	154,8	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,8	154,9	154,8				

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	условного топлива																	
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	23225,5	23363,7	24059,4	25230,9	25230,9	25572,6	25572,6	25572,6	25636,8	25823,7	26037,1	26240,9				
Котельная "Северная"	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	202,5	193,2	193,2	192,6	192,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	219,6	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»			
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	98,2	105,5	105,0	104,7	104,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7	119,7				
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7	163,7				
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	33152,5	31618,6	31618,6	31525,2	31525,2	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4	35951,4				
Котельная «РОСт»	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	27,5	27,5	27,5	27,0	27,0	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»										
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	16,8	16,8	16,8	16,6	16,6											
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	157,1	156,5	156,5	156,5	156,5											
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	4324,4	4307,5	4307,5	4230,1	4230,1											
Котельная "Северная-Восточная"	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	390,4	417,4	417,4	460,8
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	232,2	248,4	248,4	273,9
	Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0
	Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	232,2	248,4	248,4	273,9
	Удельный расход условного топлива		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	178,6	178,6	178,6	178,6
	Максимальный часовой расход топлива		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69727,5	74539,3	74539,3	82299,2
Котельная п. Абрам-Мыс	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,930	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881	3,881
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
	Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал																
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	209,0	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2	163,2									
	Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /Гкал								0,0	0,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
	Максимальный часовой расход топлива																	
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	821,3	633,3	633,3	633,3	633,3	633,3	633,3	633,3	633,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	558,8	558,8	558,8	558,8	558,8	558,8	558,8
Котельная ММТП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	14,030	14,030	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	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	3,1	3,1	3,1
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	2665,70	2665,70	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98	2534,98
Котельная Завода 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	15,41	15,41	15,41

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	18,7	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
	Удельный расход условного топлива (мазут)	кг <sub>у.т</sub> /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	154,0	154,0
	Удельный расход условного топлива (ТБО)	кг <sub>у.т</sub> /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	154,0	154,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1	2373,1
Котельная п. Дровяное (уголь)	Подключенная нагрузка	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	0,928	0,928
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,085	2,085	2,085	1,881	1,677	1,472	1,268	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	458,5	458,5	458,5	413,6	368,7	323,7	278,8	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	425,5	425,5	425,5	383,8	342,1	300,4	258,7	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0
Котельная п. Дровяное (дизель)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395
	Удельный расход условного топлива (дизельное топливо)	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8
	Удельный расход условного	кг <sub>у.т</sub> /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	144,0	144,0

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	топлива (электроэнергия)																	
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5
Котельная ММРП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	20,400	10,995	5,180	5,180	Заккрытие котельной. Переключение нагрузок на БМК «Фестивальная» и переход ряда потребителей по ул. Новосельской и ул. Заречной к индивидуальному отоплению посредством электрических конвекторов											
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	8,98	6,56	2,39	1,46												
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	150,8	132,4	154,3	143,6												
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	3077,1	1455,7	799,0	744,0												
Котельная ТП «Росляково - 1»	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,094	19,109	19,100	19,100	19,100	19,993	20,886	21,779	22,672	23,565	23,565	23,565	23,565	23,565	23,565	23,565
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	14,7	14,3	14,3	14,3	14,3	14,9	15,6	16,5	17,2	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
	Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	14,7	14,3	14,3	14,3	14,3	14,9	15,6	16,5	17,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	162,8	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5
	Максимальный часовой расход топлива		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	3109,2	3157,1	3155,7	3155,7	3155,7	3303,2	3450,7	3598,3	3745,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4489,1	4489,1	4489,1	4489,1	4489,1	4489,1	4489,1

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,428	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140	2,140
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,71	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
	Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,709	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Электроэнергия	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	240,2	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	219,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
	Максимальный часовой расход топлива		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	583,3	469,4	469,4	469,4	469,4	469,4	469,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2	308,2
Котельная №22 (топливо - мазут)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747	1,6747
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
	Удельный расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9	206,9
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	346,4
БМК Фестивальная (топливо - уголь)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	3,2725	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225	5,7225
	Годовой расход топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	-	-	-	0,814	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010
	Удельный расход	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	-	-	-	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154

Источник	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	условного топлива																	
	Максимальный часовой расход топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	-	-	-	504,0	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3	881,3

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 12.106 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2016 – 2031 гг.

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

**Таблица 12.106. Нормативные запасы аварийных видов топлива**

Источник	Вид топлива	ННЗТ, тыс. тонн			
		2016	2019	2024	2031
Котельная п.Дровяное	дизель	0,017	0,017	0,017	0,017
Котельная п. Абрам-Мыс	мазут	0,161	0,124		
	древесная щепа			0,525	0,525
Котельная ТЦ "Росляково -1"	мазут	0,487	0,451		
	уголь			1,094	1,137
БМК Фестивальная	мазут		0,069	0,069	0,121
Котельная "Северная – Восточная"	уголь	-	-	-	30,429



## **Глава 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

Перспективные затраты для каждого источника тепловой энергии г. Мурманска приведены в Главе 10 обосновывающих материалов "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение" обосновывающих материалов Актуализации на 2019 год схемы теплоснабжения муниципального образования город Мурманск на период с 2016 по 2031 г.

### **7.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе**

Детализированное описание капитальных затрат на реконструкцию существующих и строительство новых источников тепловой энергии представлено в Главе 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии" обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО г. Мурманск на период с 2016 по 2031 г.

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению 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.

Затраты на реализацию мероприятий по каждой системе теплоснабжения представлены в Главе 6 обосновывающих материалов "Мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии", суммарно по всем группам проектов - в таблице 12.107.

Общая потребность в финансировании проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (затраты, относимые на тепловую энергию) составляет:

- по сценариям 1 – **2015,53 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без учета НДС);
- по сценарию 2 – **12315,84 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без учета НДС).

**Таблица 12.107. Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, млн. руб.**

Сценарий 1										
№ группы проектов	Наименование группы проектов	1. МТЭЦ Зона ЕТО: 1	2. МЭС (Зона ЕТО 6) Зона ЕТО: 6	3. МЭС (Зона ЕТО 3) Зона ЕТО: 3	5. ММРП Зона ЕТО: 4	6. МУП МУК Зона ЕТО: 2	7. Завод ТО ТБО Зона ЕТО: 1	8. ММТП Зона ЕТО: 5	9. Без зоны ТСО	Итого по г. Мурманск:
	<b>Тепловые источники</b>	2016-2031								
11	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы	110,00	104,00	0	0	0	0	0	0	214,00
13	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования	56,10	0	0	0	0	0	0	0	56,10
14	реконструкция действующих котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	реконструкция действующих котельных для повышения эффективности работы	185,90	909,98	110,00	0	1,20	15,00	0	30,00	1252,08
16	реконструкция действующих котельных в связи с физическим износом оборудования	488,35	0	0	0	0	0	5,00	0	493,35
17	Новое строительство для обеспечения существующих потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Газификация	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Итого по источникам тепловой энергии:</b>	840,35	1013,98	110,00	0	1,20	15,00	5,00	30,00	2015,53

Сценарий 2										
№ группы проектов	Наименование группы проектов	БЕЗ ЗОНЫ ТСО Зона ЕТО: Отсутствует	ММРП Зона ЕТО: 4	ММТП Зона ЕТО: 5	МТЭЦ_2 Зона ЕТО: 1	МУП МУК Зона ЕТО: 2	МЭС (ЕТО 3) Зона ЕТО: 3	МЭС (ЕТО 6) Зона ЕТО: 6	ТО ТБО Зона ЕТО: 1	Итого по г. Мурманск:
	<b>Тепловые источники</b>	2016-2031								
11	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы	110,00	104,00	0	0	0	0	0	0	214,00
13	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования	56,10	0	0	0	0	0	0	0	56,10
14	реконструкция действующих котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	реконструкция действующих котельных для повышения эффективности работы	4739,96	909,98	653,81	0	1,20	0	0	5413,50	11718,45
16	реконструкция действующих котельных в связи с физическим износом оборудования	307,29	0	0	0	0	15,00	5,00	0	327,29
17	Новое строительство для обеспечения существующих потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Газификация	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Итого по источникам тепловой энергии:</b>	5213,35	1013,98	653,81	0	1,20	15,00	5,00	5413,50	12315,84

## **7.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе**

Детализированное описание капитальных затрат на реконструкцию и техническое перевооружение систем транспорта тепловой энергии представлено в Главе 7 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них" обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО г. Мурманск на период с 2016 по 2031 г.

В мероприятия по строительству и реконструкции 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.).

Затраты на реализацию мероприятий по каждой системе теплоснабжения представлены в Главе 7 обосновывающих материалов "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них". Общая потребность в финансировании проектов по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них составляет:

- по сценариям 1 – **18460,07 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без учета НДС).

- по сценарию 2 – **21232,69 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без учета НДС).

**Таблица 12.108. Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб.**

Сценарий I										
№ группы проектов	Наименование группы проектов	1. МТЭЦ Зона ЕТО: 1	2. МЭС (Зона ЕТО: 6) Зона ЕТО: 6	3. МЭС (Зона ЕТО: 3) Зона ЕТО: 3	5. ММРП Зона ЕТО: 4	6. МУП МУК Зона ЕТО: 2	7. Завод ТО ТБО Зона ЕТО: 1	8. ММТП Зона ЕТО: 5	9. Без зоны ТСО	Итого по г. Мурманск:
	<b>Тепловые сети</b>	<b>2016-2031</b>								
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)	714,02	0	0	0	0	0	0	0	714,02
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	669,39	71,17	0	0	0	0	0	0	740,56
3	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	0	36,01	0	0	0	0	0	0	36,01
4	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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	0	425,68	0	0	0	0	0	0	425,68
6	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса									
	необходимый объем финансирования группы проектов № 6	6610,34	9395,06	85,50	0	0	0	303,66	0	16394,56
	объем финансирования группы проектов № 6 за счет статьи затрат "Аренда / амортизация производственного оборудования" в тарифе на тепловую энергию	1413,65	530,83	7,90	11,36	9,59	66,26	13,92	42,49	2095,99
7	Строительство и реконструкция насосных станций	98,73	39,37	0	0	0	0	0	0	138,10
8	Организация закрытой схемы ГВС	0	11,15	0	0	0	0	0	0	11,15
	<b>Итого по тепловым сетям с учетом реализации группы проектов № 6 в полном объеме:</b>	8092,48	9978,43	85,50	0	0	0	303,66	0	18460,07
	<b>Итого по тепловым сетям с учетом реализации группы проектов № 6 в объеме, не превышающем уровня затрат по статье "Аренда / амортизация производственного оборудования" в тарифе на тепловую энергию:</b>	2895,79	1114,20	7,90	11,36	9,59	66,26	13,92	42,49	4161,50

Сценарий II										
№ группы проектов	Наименование группы проектов	1. МТЭЦ Зона ЕТО: 1	2. МЭС (Зона ЕТО 6) Зона ЕТО: 6	3. МЭС (Зона ЕТО 3) Зона ЕТО: 3	5. ММРП Зона ЕТО: 4	6. МУП МУК Зона ЕТО: 2	7. Завод ТО ТБО Зона ЕТО: 1	8. ММТП Зона ЕТО: 5	9. Без зоны ТСО Зона ЕТО: 99	Итого по г. Мурманс к:
	<b>Тепловые сети</b>	<b>2016-2031</b>								
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)	714,02	0	0	0	0	0	0	0	714,02
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	669,39	71,17	0	0	0	0	0	0	740,56
3	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	0	36,04	0	0	0	0	0	0	36,04
4	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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	0	425,68	18,88	0	0	0	0	2342,56	2787,11
6	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса									
	необходимый объем финансирования группы проектов № 6	6610,40	9395,06	85,50	0	0	0	303,66	0	16394,62
	объем финансирования группы проектов № 6 за счет статьи затрат "Аренда / амортизация производственного оборудования" в тарифе на тепловую энергию	1467,10	530,86	21,62	11,36	9,59	66,26	13,92	3034,53	5155,24
7	Строительство и реконструкция насосных станций	235,76	39,37	0	0	0	0	0	274,06	549,19
8	Организация закрытой схемы ГВС	0	11,15	0	0	0	0	0	0	11,15
	<b>Итого по тепловым сетям с учетом реализации группы проектов № 6 в полном объеме:</b>	8229,58	9978,46	104,38	0	0	0	303,66	2616,62	21232,69
	<b>Итого по тепловым сетям с учетом реализации группы проектов № 6 в объеме, не превышающем уровня затрат по статье "Аренда / амортизация производственного оборудования" в тарифе на тепловую энергию:</b>	3086,27	1114,26	40,50	11,36	9,59	66,26	13,92	5651,14	9993,30



### **7.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение 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 и техническое перевооружение теплоэнергетических объектов не предусматриваются.

## **Глава 8. Обоснование предложений по созданию единой (единых) теплоснабжающей (их) организации в муниципальном образовании город Мурманск**

*Единая теплоснабжающая организация (ЕТО)* – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Обязанности ЕТО установлены ПП РФ от 08.08.2012 № 808. В соответствии п. 12 данного постановления ЕТО 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.

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 постановления администрации города Мурманска от 27.05.2016 N 1468), согласно которому присвоен статус единой теплоснабжающей организации по зонам деятельности:

- 1) в зоне деятельности № 001 - ПАО «Мурманская ТЭЦ»;
- 2) в зоне деятельности № 002 - муниципальному унитарному предприятию «Мурманская управляющая компания»;
- 3) в зонах деятельности № 003, № 006 - АО «Мурманэнергосбыт»;
- 4) в зоне деятельности № 004 - АО «Мурманский морской рыбный порт»;
- 5) в зоне деятельности № 005 - ПАО «Мурманский морской торговый порт»;
- 6) в зоне деятельности № 007 – Жилищно-эксплуатационный отдел №1 Мурманский филиал Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота.

Для назначенных ЕТО в рамках актуализации Схемы теплоснабжения зоны их действия сохраняются. Для жилого района Росляково, в зонах действия котельных ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково-Южная» предлагается присвоить статус ЕТО АО «Мурманэнергосбыт», осуществляемому владение на праве аренды источниками и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне.

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

- зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе МТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной завода ТО ТБО;
- зона деятельности ЕТО № 002, образованная на базе систем теплоснабжения от угольной и дизельной котельных п. Дровяное;
- зона деятельности ЕТО № 003, образованная на базе котельной п. Абрам-мыс;
- зона деятельности ЕТО № 004, образованная на базе котельной ММРП;
- зона деятельности ЕТО № 005, образованная на базе котельной ММТП;
- зона деятельности ЕТО № 006, образованная на базе котельной Северная, котельной Роста, котельной ТЦ «Росляково-1» и котельной ТЦ «Росляково-Южная»;
- зона деятельности ЕТО № 007, образованная на базе котельной №22 ЖЭКО №1 ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ.

Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска представлен в таблице 12.109.

**Таблица 12.109. 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	МТЭЦ, Южная котельная, Восточная котельная, котельная Завода ТО ТБО	АО «МЭС», ПАО "Мурманская ТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"	ПАО "Мурманская ТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"	АО «МЭС», ПАО "Мурманская ТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"
002	Угольная котельная п. Дровяное, дизельная котельная п. Дровяное	МУП "МУК"	МУП "МУК"	МУП "МУК"
003	Котельная п. Абрам-мыс	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
004	Котельная ММРП	АО «ММРП», АО «МЭС»	АО "ММРП"	АО "ММРП", АО «МЭС»
005	Котельная ММТП	ПАО "ММТП"	ПАО "ММТП"	ПАО "ММТП"
006	Котельная Северная, котельная Роста, Котельная ТЦ «Росляково-1», котельная ТЦ «Росляково-Южная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
007	Котельная №22 ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п. 19 установлены 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.

Сведения об изменении границ зон деятельности ЕТО, а также сведения о присвоении другой организации статуса ЕТО подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены в ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г.

#### Критерии определения ЕТО:

- 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 действия ЕТО;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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.

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 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Предложения по присвоению статуса ЕТО на территории г. Мурманска представлены в таблице 12.110.

Детальное обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым ПП РФ от 08.08.2012 г. №808, приведено в Главе 11 "Обоснование предложения по определению ЕТО" обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Ввиду вывода из эксплуатации к 19.05.2019г. существующей котельной АО «ММРП» и отсутствия сведений о предполагаемом собственнике нового источника тепловой энергии БМК «Фестивальная», статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 004

рекомендуется присвоить АО «МЭС», как организации владеющей в указанной зоне тепловыми сетями с наибольшей емкостью.

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.

**Таблица 12.110. Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО**

<b>Код зоны деятельности ЕТО</b>	<b>Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО</b>	<b>Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период</b>	<b>Организация, предлагаемая в качестве ЕТО</b>	<b>Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО</b>
001	МТЭЦ, Южная котельная, Восточная котельная, котельная Завода ТО ТБО	АО "МЭС", ПАО "Мурманская ТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО", ОАО "МЭК", ОАО "РЭУ"	ПАО "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 п. Дровяное, дизельная котельная п. Дровяное	МУП "МУК"	МУП «МУК»	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне. Владение двумя источниками тепловой энергии.
003	Котельная п. Абрам-мыс	АО «МЭС», ОАО «МЭК»	АО «МЭС»	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне и тепловыми сетями с наибольшей емкостью
004	Котельная ММРП	АО «ММРП», АО «МЭС»	АО «ММРП» (до 19.05.2019г.)	Владение на праве собственности единственным источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне и тепловыми сетями с наибольшей емкостью
			АО «МЭС» (с 20.05.2019г.)	Владение на праве аренды в рассматриваемой зоне тепловыми сетями с наибольшей емкостью
005	Котельная ММТП	ПАО "ММТП"	ПАО «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-Южная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на праве аренды источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
007	Котельная ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	Владение на праве аренды источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне

## **Глава 9. Решения о распределении нагрузки между источниками**

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 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии" и Главе 7 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них" обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2016 по 2031 г. соответственно.



## Глава 10. Решения по бесхозьяйственным тепловым сетям

Перечень выявленных бесхозьяйных тепловых сетей представлен в Главе 1 обосновывающих материалов "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" МО г. Мурманск с 2016 по 2031 г.

Порядок определения теплосетевой организации, уполномоченной на эксплуатацию выявленных бесхозьяйных сетей, установлен в Статье 15 п. 6 Федерального закона РФ от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении".

В случае выявления бесхозьяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозьяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозьяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозьяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозьяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозьяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Сводный перечень выявленных бесхозьяйных тепловых сетей представлен в таблице 12.111.

**Таблица 12.111. Сводный перечень бесхозьяйных сетей**

№ п/п	Адрес объекта	Наименование	Единицы измерения	Кол-во
Октябрьский административный округ				
1	ул. П. Зори, д. 5, 7, 9, 11	транзитная тепловая сеть		
2	от тепловой камеры ТК-35/2 через теплоцентр дома № 18 по ул. Профсоюзов на теплоцентр дома № 20 по ул. Профсоюзов	транзитная тепловая сеть		
3	от тепловой камеры ТК-17/3а через теплоцентр дома № 14 по пр. Ленина, далее на теплоцентр дома № 16 по пр. Ленина и на теплоцентр дома № 6а по пр. Ленина	транзитная тепловая сеть		
Ленинский административный округ				
4	ул. Сафонова, д. 19-21	наружная сеть отопления		
5	ул. Ивченко, д. 8 (от ТК-1226 до ТК-123в)	наружная сеть отопления		
6	от ТК-1226 до ТК 122в на ст. Комсомольск-Промышленная (территория овощехранилища (ул. Свердлова)	участок теплосети		

<b>№ п/п</b>	<b>Адрес объекта</b>	<b>Наименование</b>	<b>Единицы измерения</b>	<b>Кол-во</b>
Первомайский административный округ				
7	пр. Кирова, д. 49 - пр. Кольский, д. 2	наружная сеть отопления		
8	от дизельной котельной п. Дровяное до домов №№ 6, 23, 25 по ул. Прибрежной	тепловая сеть	м	647,4