



Схема теплоснабжения

Актуализация на 2017 год

Схемы теплоснабжения

муниципального образования город Мурманск

с 2014 по 2029 годы

г. Санкт-Петербург

2016 год



СОГЛАСОВАНО:

СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор
ООО «Невская Энергетика»

Исполняющий обязанности председателя
Комитета по жилищной политике
администрации города Мурманска

_____ Е.А. Кикоть

_____ М.Г. Чударов

«__» _____ 2016 г.

«__» _____ 2016 г.

Схема теплоснабжения

Актуализация на 2017 год

Схемы теплоснабжения

муниципального образования город Мурманск

с 2014 по 2029 годы

г. Санкт-Петербург

2016 год



СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	3
Определения	6
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	18
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	22
2.1. Радиус эффективного теплоснабжения	22
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	36
3.1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей	36
3.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	37
Глава 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	38
4.1. Сценарные условия развития энергетики Мурманской области	38

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	40
4.3. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.....	41
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.....	61
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	112
4.6. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	112
4.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы	112
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.....	113
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	113
Глава 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.....	114
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).....	119
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.....	121
5.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.....	128
5.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	129

5.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии, утверждаемыми уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.....	134
5.6. Мероприятия, направленные на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей.....	134
Глава 6. Перспективные топливные балансы.....	137
Глава 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	152
7.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе.....	152
7.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	159
7.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения	165
Глава 8. Обоснование предложений по созданию единой (единых) теплоснабжающей (их) организации в муниципальном образовании город Мурманск	166
Глава 9. Решения о распределении нагрузки между источниками	174
Глава 10. Решения по бесхозяйственным тепловым сетям.....	175

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)

Термины	Определения
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
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	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
11	ИП	Инвестиционная программа
12	ИС	Инвестиционная составляющая
13	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
14	КРП	Квартальный распределительный пункт
15	МК, КМ	Муниципальная котельная
16	ММРП	Мурманский морской рыбный порт
17	ММТП	Мурманский морской торговый порт
18	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
19	НВВ	Необходимая валовая выручка
20	НДС	Налог на добавленную стоимость
21	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
22	НС	Насосная станция
23	НТД	Нормативная техническая документация
24	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
25	ОВ	Отопление и вентиляция

№ п/п	Сокращение	Пояснение
26	ОВК	Отопительно-водогрейная котельная
27	ОДЗ	Общественно-деловая застройка
28	ОДС	Оперативная диспетчерская служба
29	ОИК	Оперативный информационный комплекс
30	ОКК	Организация коммунального комплекса
31	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
32	ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
33	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
34	ПГУ	Парогазовая установка
35	ПИР	Проектные и изыскательские работы
36	ПНС	Повысительно-насосная станция
37	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
38	ППМ	Пенополиминерал
39	ППУ	Пенополиуретан
40	ПСД	Проектно-сметная документация
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

№ п/п	Сокращение	Пояснение
53	УСС	Укрупненный показатель сметной стоимости
54	ФОТ	Фонд оплаты труда
55	ФСТ	Федеральная служба по тарифам
56	ХВО	Химводоочистка
57	ХВП	Химводоподготовка
58	ЦТП	Центральный тепловой пункт
59	ЭБ	Энергоблок
60	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Мурманск

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 снос 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 ²						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	82,35	210,54	312,25	402,94	425,94	512,39	553,10
Октябрьский	67,00	79,25	161,27	264,83	270,58	281,58	294,78
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	44,52 (-)	59,72 (-)	59,72 (-)	60,22 (-)	60,22 (-)	139,17 (78,95)	191,80 (131,58)
Итого	193,87	349,51	533,24	727,99	756,74	933,14	1039,68

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

Район	Прирост строительной площади, тыс. м ²						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	63,94	165,49	261,20	348,09	371,09	457,54	498,25
Октябрьский	2,05	3,80	16,82	73,38	79,13	90,13	93,33
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	24,70 (-)	39,90 (-)	39,90 (-)	39,90 (-)	39,90 (-)	118,85 (78,95)	171,48 (131,58)
Итого	90,69	209,19	317,92	461,37	490,12	666,52	763,06

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

Район	Прирост строительной площади, тыс. м ²						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	17,70	40,78	46,78	50,58	50,58	50,58	50,58
Октябрьский	64,95	75,45	144,45	191,45	191,45	191,45	201,45
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	0,00 (-)	0,00 (-)	0,00 (-)	0,50 (-)	0,50 (-)	0,50 (-)	0,50 (-)
Итого	82,65	116,23	191,23	242,53	242,53	242,53	252,53

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

Район	Прирост строительной площади, тыс. м ²						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	0,715	4,272	4,272	4,272	4,272	4,272	4,272
Октябрьский	0	0	0	0	0	0	0
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	19,82 (-)	19,82 (-)	19,82 (-)	19,82 (-)	19,82 (-)	19,82 (-)	19,82 (-)
Итого	20,535	24,092	24,092	24,092	24,092	24,092	24,092

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

Район	Убыль строительной площади, тыс. м ²						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	2,64	14,76	22,01	31,34	31,34	31,34	31,34
Октябрьский	0,00	2,07	7,55	10,27	10,27	10,27	10,27
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	2,70 (-)	6,45 (-)	12,65 (-)	15,97 (-)	15,97 (-)	15,97 (-)	15,97 (-)
Итого	5,35	23,28	42,21	57,58	57,58	57,58	57,58

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 ²						
	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	67,59	188,53	280,91	371,60	394,60	481,05	521,76
Октябрьский	64,93	71,70	151,00	254,56	260,31	271,31	284,51
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	38,07 (-)	47,07 (-)	43,75 (-)	44,25 (-)	44,25 (-)	123,20 (78,95)	175,83 (131,58)
Итого	170,59	307,30	475,66	670,41	699,16	875,56	982,10

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 прироста 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	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	4,266	9,918	14,456	18,494	19,490	22,745	24,421
Октябрьский	2,645	3,130	5,866	9,810	10,102	10,586	11,032
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	1,064 (-)	1,719 (-)	1,719 (-)	1,734 (-)	1,734 (-)	4,413 (3,572)	6,199 (4,465)
Итого	7,974	14,766	22,041	30,037	31,326	37,744	41,653

Из таблицы 12.7 следует:

- суммарный прирост тепловой нагрузки на территории г. Мурманска в течение расчетного периода ожидается в объеме 51,75 Гкал/ч;

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

Абсолютный прирост тепловых нагрузок по видам теплоснабжения 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	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	3,461	7,949	11,487	14,655	15,437	17,950	19,278
Октябрьский	2,294	2,709	5,020	8,200	8,437	8,828	9,207
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	0,794	1,290	1,290	1,303	1,303	3,306	4,641
Итого	6,548	11,948	17,797	24,158	25,177	30,083	33,125

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

Район	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	0,805	1,969	2,969	3,839	4,054	4,795	5,143
Октябрьский	0,351	0,421	0,846	1,610	1,664	1,758	1,826
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	0,270	0,429	0,429	0,431	0,431	1,107	1,558
Итого	1,426	2,819	4,243	5,880	6,149	7,660	8,527

Из таблиц 12.8, 12.9 следует:

- доля прироста потребления тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции от величины суммарного прироста потребления тепловой мощности составит 80%;

- доля прироста потребления тепловой мощности на нужды ГВС составит 20%.

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

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

Район	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	58,973	140,378	210,779	265,674	279,850	337,478	377,409
Октябрьский	38,239	45,539	75,638	122,150	125,680	136,904	144,492
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	21,150	32,432	32,432	32,635	32,635	82,803	116,240
Итого	118,362	218,348	318,849	420,459	438,166	557,185	638,142

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

Район	2015	2016	2017	2018	2019	2023	2029
Первомайский	14,104	35,165	53,296	68,518	72,355	87,123	94,900
Октябрьский	5,917	7,127	14,238	27,183	28,095	30,168	31,574
Ленинский (в том числе жилой район Росляково)	5,547	8,593	8,593	8,620	8,620	22,140	31,160

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 теплопотребления 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 2014 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 ОАО «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 ²	Теплоплотность района	Радиус оптимального теплоснабжения	Предельный радиус действия тепловой сети
		Гкал/ч	шт./км ²	(Гкал/ч·км ²)	км	км
1	Мурманская ТЭЦ	273,2	232,43	47,5	2,84	6,61
2	Южная котельная	287,9	131,13	40,9	2,62	11,19
3	Восточная котельная	153,1	203,49	43,6	2,08	8,25
4	Северная котельная	195,7	139,02	28,1	1,88	4,43
5	Котельная п. Абрам-Мыс, ЦТП	3,929	206,95	35,4	0,55	0,82
6	Котельная Роста	27,54	556,96	35,7	1,07	2,28
7	Котельная ММРП, ЦТП ул. Фестивальная	16,55	336,73	168,9	0,10	0,31
8	Котельная ММРП, ЦТП ул. Новосельская	17,55	379,75	222,2	0,09	0,27
9	Котельная ММТП	13,24	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 ²	Теплоплотность района	Радиус оптимального теплоснабжения	Предельный радиус действия тепловой сети
		Гкал/ч	шт./км ²	(Гкал/ч·км ²)	км	км
11	Дизельная котельная МУК	0,950	163,92	31,1	0,43	0,95
12	Котельная ТЦ «Росляково-1»	20,75	144,23	39,9	0,56	0,89
13	Котельная ТЦ «Росляково-1» Южная	2,59	140,35	45,4	0,21	0,28

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 ОАО «ММРП». Отпуск тепловой энергии потребителям с горячей водой осуществляется из 2 ЦТП. При этом тепловая энергия к ЦТП поступает с паром по паропроводам протяженностью свыше 1,5 км, что не оправдано с технической и экономической точек зрения. Для сокращения совокупных затрат на производство и передачу тепловой энергии, в данной системе теплоснабжения необходимо рассмотреть переключение существующих потребителей на теплоснабжение от иных источников тепловой энергии.

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

В настоящее время в г. Мурманск действует 9 систем централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 13 источников теплоснабжения, в том числе Мурманская ТЭЦ.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

- **ОАО «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 ОАО «Мурманэнергосбыт», ОАО «МЭК», ОАО «РЭУ».

– **ОАО «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 ОАО ММРП и ОАО«Мурманская ТЭЦ».

– **ОАО «Мурманский морской рыбный порт»**

В собственности предприятия находится один источник тепловой энергии, который снабжает жилфонд в виде пара по паропроводам, не принадлежащим порту, до центральных тепловых пунктов ОАО «Мурманэнергосбыт». На этих ЦТП ОАО«Мурманэнергосбыт» (2шт.) пар преобразуется в сетевую воду и ГВС, и по внутриквартальным сетям ОАО «Мурманэнергосбыт» тепловая энергия подается непосредственно к внутридомовым тепловым сетям.

– **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 бесхозяйным тепловым сетям.

– **ОАО «Завод ТО ТБО»**

Предприятие осуществляет передачу тепловой энергии в паре по собственной тепловой сети на Восточную котельную ОАО «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 ОАО «Мурманская ТЭЦ», ОАО «Мурманэнергосбыт», ОАО 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.

– **ОАО «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.

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 к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2014 по 2029 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 Мурманской ТЭЦ, а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на Мурманской 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 к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2014 по 2029 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 к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2014 по 2029 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					
	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	0,489	1,487	2,328	2,629	3,957	4,961
Октябрьский	0,093	0,159	0,226	0,442	1,017	1,311
Ленинский	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Итого	0,581	1,646	2,554	3,071	4,974	6,272

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.

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

Наименование	ТСО	Наименование	2015 г.	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.		
Мурманская ТЭЦ	ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	284,40	294,131	299,053	305,353	305,353	305,353	305,353	305,353	305,353	305,353	305,353	305,353	305,353	305,353	305,353	305,659	
		Тепловая нагрузка на коллекторах	310,42	321,04	326,42	333,29	333,29	333,29	333,29	333,29	333,29	333,29	333,29	333,29	333,29	333,29	333,29	333,29	333,63
		Располагаемая тепловая мощность	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271
		Тепловая мощность "нетто"	231,184	229,822	229,133	228,251	228,251	228,251	228,251	228,251	228,251	228,251	228,251	228,251	228,251	228,251	228,251	228,251	228,208
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	-79,239	-91,223	-97,284	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,043	-105,419
Южная котельная	ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	289,90	292,904	295,143	296,479	297,424	298,246	299,060	299,874	300,498	301,122	301,421	301,705	301,799	301,894	301,894	301,989	
		Тепловая нагрузка на коллекторах	316,571	319,851	322,297	323,755	324,787	325,684	326,574	327,463	328,144	328,825	329,152	329,461	329,565	329,668	329,668	329,771	
		Располагаемая тепловая мощность	461	461	461	461	461	461	461	461	461	461	461	461	461	461	461	461	461
		Тепловая мощность "нетто"	440,707	440,497	440,340	440,246	440,180	440,123	440,066	440,009	440,009	439,965	439,921	439,901	439,881	439,874	439,867	439,867	439,861
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	124,136	120,646	118,043	116,491	115,393	114,439	113,492	112,546	111,821	111,821	111,096	110,748	110,419	110,309	110,199	110,199	110,089
Восточная котельная	ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	153,1	153,902	153,902	153,932	153,932	153,932	153,932	153,932	153,932	153,932	153,932	153,932	153,932	153,932	153,932	153,932	

Наименование	ТСО	Наименование	2015 г.	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.			
		Тепловая нагрузка на коллекторах	167,568	168,446	168,446	168,479	168,479	168,479	168,479	168,479	168,479	168,479	168,479	168,479	168,479	168,479	168,479	168,479		
		Располагаемая тепловая мощность	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	
		Тепловая мощность "нетто"	377,752	377,688	377,688	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	377,685	
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	225,594	224,652	224,652	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	224,617	
Котельная «Северная»	ОАО "МЭС"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	206,08	206,724	206,724	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	206,739	
		Тепловая нагрузка на коллекторах	225,822	226,528	226,528	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	226,544	
		Располагаемая тепловая мощность	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7
		Тепловая мощность "нетто"	356,881	356,847	356,847	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846	356,846
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	131,058	130,319	130,319	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302	130,302
Котельная пос. Абрам-Мыс	ОАО "МЭС"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	3,970	
		Тепловая нагрузка на коллекторах	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51
		Располагаемая тепловая мощность	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18

Наименование	ТСО	Наименование	2015 г.	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.	
		Тепловая мощность "нетто"	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	22,686	
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	18,180	
Котельная РОСТа	ОАО "МЭС"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	27,448	
		Тепловая нагрузка на коллекторах	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	
		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	
		Тепловая мощность "нетто"	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594	56,594
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005	25,005
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	ОАО "МЭС"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	19,092	19,092	19,092	19,092	19,092	19,092	19,985	20,878	21,771	22,664	23,557	23,557	23,557	23,557	23,557	
		Тепловая нагрузка на коллекторах	21,474	21,474	21,474	21,474	21,474	21,474	22,479	23,483	24,488	25,492	26,497	26,497	26,497	26,497	26,497	
		Располагаемая тепловая мощность	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560	32,560
		Тепловая мощность "нетто"	30,177	30,177	30,177	30,177	30,177	30,177	30,066	29,954	29,843	29,732	29,620	29,620	29,620	29,620	29,620	29,620
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	8,703	8,703	8,703	8,703	8,703	8,703	7,587	6,471	5,355	4,239	3,124	3,124	3,124	3,124	3,124	3,124

Наименование	ТСО	Наименование	2015 г.	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.
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	ОАО "МЭС"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158	2,158
		Тепловая нагрузка на коллекторах	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272
		Располагаемая тепловая мощность	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610	5,610
		Тепловая мощность "нетто"	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496	5,496
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224	3,224
Котельная ММРП	ОАО "ММРП"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875	16,875
		Тепловая нагрузка на коллекторах	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342	19,342
		Располагаемая тепловая мощность	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0
		Тепловая мощность "нетто"	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012	109,012
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670	89,670
Котельная ММТП	ОАО "ММТП"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	3,532	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965
		Тепловая нагрузка на коллекторах	3,820	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369	5,369

Наименование	ТСО	Наименование	2015 г.	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.		
		Располагаемая тепловая мощность	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522	15,522		
		Тепловая мощность "нетто"	15,239	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	15,125	
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	11,420	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	9,756	
Угольная котельная пос. Дровяное	МУП "МУК"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	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	
		Тепловая нагрузка на коллекторах	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	
		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"	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111	3,111
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108	2,108
Дизельная котельная пос. Дровяное	МУП "МУК"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	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	
		Тепловая нагрузка на коллекторах	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	
		Располагаемая тепловая мощность	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	2,060	
		Тепловая мощность "нетто"	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051	2,051

Наименование	ТСО	Наименование	2015 г.	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.
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064
Котельная завода ТО ТБО	ОАО «Завод ТО ТБО»	Тепловая нагрузка внешних потребителей	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
		Тепловая нагрузка на коллекторах	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459	15,459
		Располагаемая тепловая мощность	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150	30,150
		Тепловая мощность "нетто"	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681	25,681
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222
ИТОГО по г. Мурманску		Тепловая нагрузка внешних потребителей	1023,843	1039,457	1046,619	1054,299	1055,244	1056,066	1057,773	1059,481	1060,997	1062,514	1063,707	1063,990	1064,085	1064,179	1064,579
		Тепловая нагрузка на коллекторах	1121,778	1138,886	1146,732	1155,148	1156,183	1157,083	1158,954	1160,825	1162,487	1164,148	1165,455	1165,765	1165,869	1165,973	1166,411
		Располагаемая тепловая мощность	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652	1774,652
		Тепловая мощность "нетто"	1676,429	1674,931	1674,244	1673,507	1673,416	1673,337	1673,173	1673,010	1672,864	1672,719	1672,604	1672,577	1672,568	1672,559	1672,521
		Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	554,650	536,045	527,511	518,359	517,233	516,254	514,219	512,185	510,378	508,570	507,149	506,812	506,699	506,586	506,110

Глава 3. Перспективные балансы теплоносителя

Перспективные балансы теплоносителя приведены в Главе 5 «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска.

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 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 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 угле.

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

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

Согласно данному сценарию, осуществляется уход от мазутозависимости на всех источниках, кроме Мурманской ТЭЦ где переход на твердое топливо технически невозможен. При этом, в место маломощных котельных в 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, основным топливом которых будет являться газ (при условии возможности обеспечения источников газообразным топливом).

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

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

Решение о сохранении собственной генерации на ТЭЦ или ее реконструкция в котельную, должно приниматься на основании оценки эффективности такой генерации.

Анализ эффективности собственной генерации на МТЭЦ

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 у.т./Гкал

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

Наименование источника	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Мурманская ТЭЦ	177,7	181,8	182,4	181,31
Южная котельная	169,7	169,7	170,2	169,81
Восточная котельная	171,9	171,9	171,9	171,84

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 ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2014 год.

Графически структура собственных нужд представлена на рисунке 12.2.

Удельные расходы условного топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии по трем источникам вполне сопоставимы, однако удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии от МТЭЦ на 7,0% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на МТЭЦ прежде всего объясняется значительным расходом тепловой энергии на собственные нужды.

Как видно из таблицы 12.16 и рисунка 12.2, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для МТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 13,7%, 6,7% и 9,9% соответственно.

Таблица 12.16. Показатели работы источников ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2014 г.

Наименование	МТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход условного топлива, т	126204	157232	92942
Выработка тепловой энергии, Гкал	817953	992451	514069
Собственные нужды, Гкал	121868	66521	64409
Собственные нужды, %	14,9%	6,7%	12,5%
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, Гкал	19038	-	-
Покупка тепловой энергии от ОАО "Завод ТО ТБО"	-	-	91204,7
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, Гкал	696085	925930	540865
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии, кг у.т./Гкал	154,3	158,4	180,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии, кг у.т./Гкал	181,3	169,8	171,8

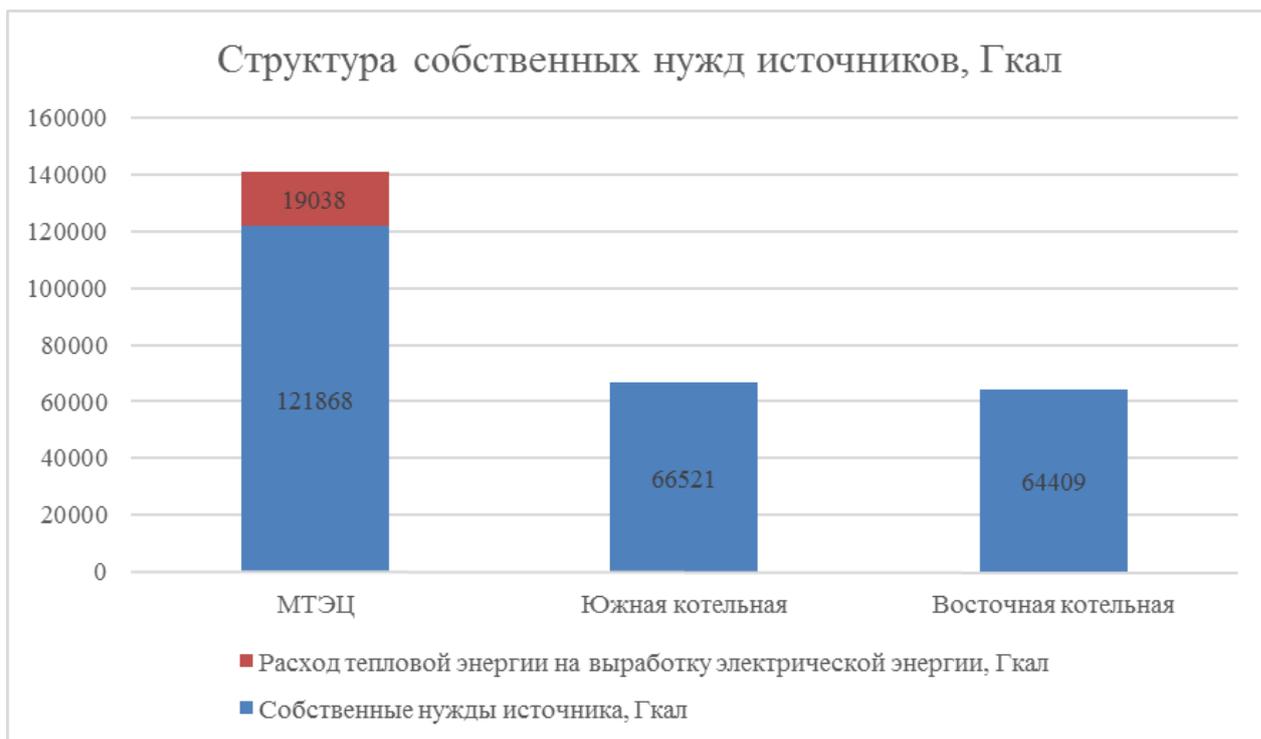


Рисунок 12.2. Структура собственных нужд источников

Расход тепловой энергии на производство электрической энергии составляет 17,7% собственных нужд МТЭЦ. Отказ от собственной генерации на МТЭЦ позволит сократить удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии до 177,1 кг.т/Гкал.

В таблице 12.17 ниже приведены данные об объемах потребления электрической энергии в 2013 году и затрат на ее покупку.

Таблица 12.17. Электропотребление на собственные нужды ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2013 г.

Наименование	Электроэнергия на собственные (производственные) нужды		
	тыс. кВт*ч	тыс. руб. (без НДС, с учетом ставки за мощность)	руб./кВт*ч
ОАО "Мурманская ТЭЦ" всего	72 447,6	143 550,7	1,98
МТЭЦ	21 877,1	9 951,1	-
В том числе, собственная генерация	16 127,4	-	-
покупная	5 749,8	9 951,1	1,73
Южная котельная	25 800,5	66 843,9	2,59
Восточная котельная	16 455,8	42 819,4	2,60
Насосные	8 314,2	23 936,3	2,88



Рисунок 12.3. Структура потребления электрической энергии на СН

Таблица 12.18. Показатели эффективности собственной генерации на МТЭЦ за 2013г.

Наименование	Единица измерения	Величина
Производство электрической энергии	тыс. кВт*ч	16127,4
Расход топлива на производство электрической энергии	тут	156,8
Расход тепловой энергии на производство электрической энергии	Гкал	18624,0
Расход топлива на выработку тепловой энергии, используемой для выработки электроэнергии	тут	2925,8
Общий расход топлива на производство электрической энергии	тут	3082,6
Стоимость топлива	тыс. руб./тут	10,6
Затраты на топливо	тыс. руб.	32675,6
Топливная составляющая в себестоимости генерируемой электроэнергии	руб./кВт*ч	2,03
Удельный расход топлива на производство электрической энергии	г.у.т./кВт*ч	191,14

В таблице 12.18 представлены показатели эффективности собственной генерации на МТЭЦ за 2013 год. Как видно из таблицы, удельный расход топлива на производство электрической энергии на МТЭЦ составляет 191,14 г.у.т./кВт*ч. Стоимость мазута в пересчете на условное топлива составляет 10,6 тыс.руб./т.у.т. Топливная составляющая в себестоимости производимой электрической энергии составила 2,03 руб./кВт*ч, что на 17% выше среднегодового тарифа на покупку электроэнергии из энергосистемы.

На сегодняшний день, отказ от генерации собственной электрической энергии на МТЭЦ позволит снизить себестоимость тепловой энергии отпускаемой от МТЭЦ.

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 МТЭЦ 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.

Для Мурманской ТЭЦ оба сценария имеют одинаковые мероприятия, при которых сохраняется вид топлива, модернизируется котельное оборудование с увеличением мощности. План мероприятий по МТЭЦ приведен далее:

2016 год – выполняются проектно-сметная документация на модернизацию водогрейных котлов ПТВМ-50.

2017 год – модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 ст. №8 с увеличением производительности до 45 Гкал/ч (на 7,5 Гкал/ч).

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

2019 год – замена парового котла ТП-30 Р №1 на ДКВР-20/13 №1. Установка группы паровых подогревателей сетевой воды для нагрева сетевой воды от парового котла ДКВР-20/13. Кроме того, данный котел и новые котлы типа ДКВР-20/13 будут осуществлять выработку пара на мазутное хозяйство.

2020 год – Замена парового котла ТП-30 Р №2 на ДКВР-20/13 №2. Установка группы паровых подогревателей сетевой воды для нагрева сетевой воды от парового котла ДКВР-20/13. На площадке монтируются резервные дизель-генераторы суммарной электрической мощностью 2 МВт. Демонтируются энергетические котлы ТП-35 У ст. №4 и БМ-35 Р ст. №5. Паровые турбины и энергетические котлы БМ-35 Р и ГМ-50 остаются в резерве. При реализации мероприятий надежность теплоснабжения потребителей от данного теплоисточника сохранится на высоком уровне в связи с наличием резервного способа электроснабжения.

2021 год – Замена парового котла ТП-30 Р №3 на ДКВР-20/13 №3. Установка группы паровых подогревателей сетевой воды для нагрева сетевой воды от парового котла ДКВР-20/13. Установка водогрейного котла Eurotherm 58/150 на месте ТП-35У ст. №4.

2022 год – Установка водогрейного котла Eurotherm 58/150 на месте БМ-35 Р ст. №5.

2023 год – Вывод из эксплуатации и демонтаж паровых турбин и энергетических котлов БМ-35 Р и ГМ-50.

Предусмотренные мероприятия позволят:

- сократить собственные нужды МТЭЦ в тепловой энергии с существующих 105 тыс. Гкал/год до 86 тыс. Гкал/год к 2023 году;
- исключить дефицит мощности нетто МТЭЦ;
- снизить средневзвешенный срок службы основного оборудования МТЭЦ.

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 12.19.

Таблица 12.19. Существующий и перспективный состав оборудования МТЭЦ 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	-	-	-
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	-	-	-
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35 Р	1962	40 т/ч	-	-	-
6	БМ-35 Р	1963	40 т/ч	-	-	-
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	-	-	-
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	ДКВр-20/13	2019	20 т/ч (15 Гкал/ч)
2	ТП-30 Р	1957	30 т/ч	ДКВр-20/13	2020	20 т/ч (15 Гкал/ч)
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	ДКВр-20/13	2021	20 т/ч (15 Гкал/ч)
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2017	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	2015	86 Гкал/ч	ПТВМ-100	2015	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2021	50 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2022	50 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			271			321
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12			2

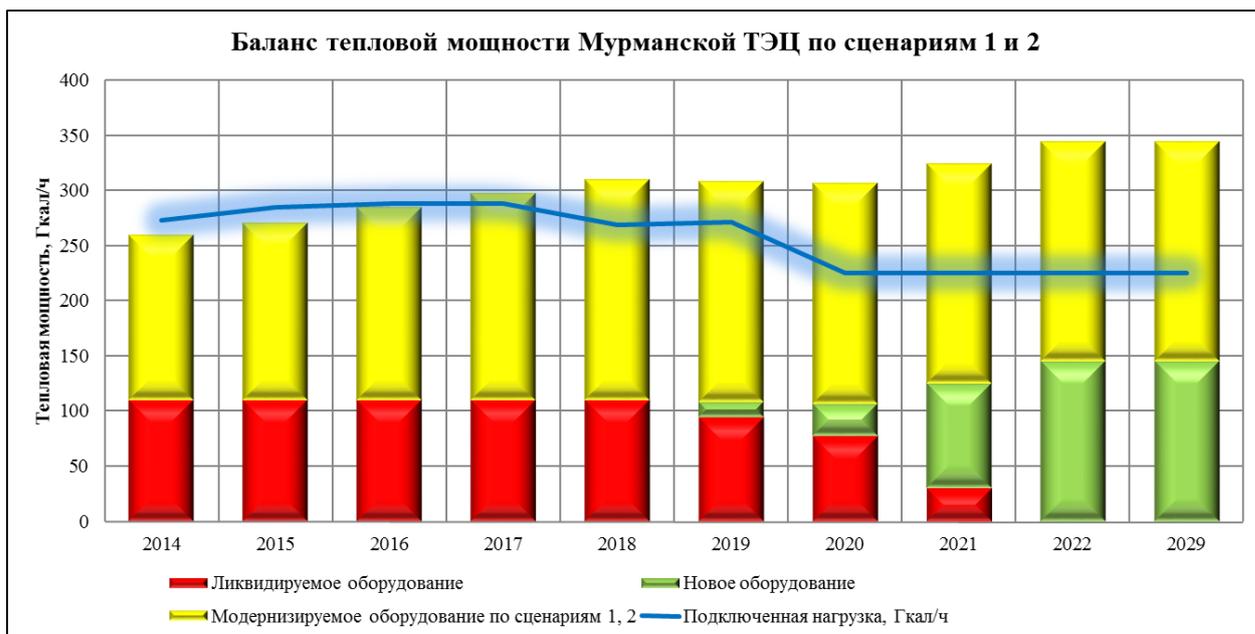


Рисунок 12.4. Баланс тепловой мощности МТЭЦ на период актуализации схемы теплоснабжения

Капитальные затраты представлены в таблице 12.21. Технико-экономические показатели МТЭЦ для сценариев представлены в таблице 12.22.

Таблица 12.20. Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2029
Мероприятие	Переключение 26,15 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 0,96 Гкал/ч) на Восточную котельную.	Переключение 43,45 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 2,64 Гкал/ч) на Восточную котельную. Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50	Замена парового котла ТП-30 Р №1 на ДКВР-20/13	Замена парового котла ТП-30 Р №2 на ДКВР-20/13	Замена парового котла ТП-30 Р №3 на ДКВР-20/13. Установка котла Eurotherm 58/150 на месте ТП-35У ст. №4	Вывод из эксплуатации паровых турбин и энергетических котлов, установка резервных дизель-генераторов. Установка котла Eurotherm 58/150 на месте БМ-35 Р ст. №5	
Установленная мощность, Гкал/ч	324,0	324,0	324,0	322,3	320,7	336,0	345,0	345,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	285,0	297,5	310,0	308,3	306,7	325,0	345,0	345,0
ТФУ, РОУ	110,0	110,0	110,0	108,3	106,7	75,0	45,0	45,0
ПВК	175,0	187,5	200,0	200,0	200,0	250,0	300,0	300,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	238,1	250,6	263,1	261,5	259,8	278,1	298,1	298,1
Подключенная нагрузка по I сценарию, Гкал/ч	287,8	287,8	268,4	271,1	225,0	225,0	225,0	225,0
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	24,6	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-74,3	-59,2	-27,2	-31,6	12,9	31,2	51,2	51,2
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-31,2%	-23,6%	-10,4%	-12,1%	5,0%	11,2%	17,2%	17,2%

Таблица 12.21. Капитальные затраты на реализацию мероприятий, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Модернизация ПТВМ-50 №8	5	35						40
Модернизация ПТВМ-50 №9		5	35					40
Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150					15	124		139
Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150						15	124	139
Установка дизель-генераторов суммарной электрической мощностью 2 МВт				3	35			38
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13			3	21				24
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13				3	21			24
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13					3	21		24
Модернизация электрической схемы 6кВ котельного цеха №1		4						4
Реконструкция очистных сооружений котельного цеха №1		76,5						76,5
Реконструкция очистных сооружений Мурманской ТЭЦ с разработкой ПД		47,6						47,6
Установка цифровой АТС и создание структурированной кабельной системы котельного цеха № 2 с разработкой ПД			6,5					6,5
Модернизация инженерно-технических средств охраны Мурманской ТЭЦ с разработкой ПД		10						10
Всего	5	178,1	44,5	27	74	160	124	612,6

Таблица 12.22. Техничко-экономические показатели работы МТЭЦ

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	284,4	287,8	264,3	268,4	268,4	224,9	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	46,9	46,9	46,9	46,9	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	25,6	24,6	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	843	866	822	739	738	697	696	695	694	693	692	691	690	689	687
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	98	98	89	81	81	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	745	768	733	659	658	628	627	626	625	624	623	622	621	620	619
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	15	28	28	25	24	23	22	21	20	18	17	16	15	14	13
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	729	740	705	634	634	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Мазут	кгу.т/Гкал	162,2	162,2	162,2	163,2	155,2	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0

Наименование	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Расход условного топлива	тыс. тунт.	136,7	140,4	133,3	120,7	114,6	108,0	107,9	107,7	107,5	107,4	107,2	107,1	106,9	106,7	106,6
Мазут	тыс. тунт.	136,7	140,4	133,3	120,7	114,6	108,0	107,9	107,7	107,5	107,4	107,2	107,1	106,9	106,7	106,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Мазут	кг.т/Гкал	183,6	183,0	182,0	183,2	174,2	172,0	172,0	172,0	172,1	172,1	172,1	172,1	172,2	172,2	172,2
Переводной коэффициент																
Мазут	тунт/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
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	99,8	102,5	97,3	88,1	83,6	78,9	78,7	78,6	78,5	78,4	78,3	78,1	78,0	77,9	77,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Мазут	тыс. руб./т.	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
Затраты на топливо	млн руб.	1397,3	1435,2	1362,2	1233,0	1170,9	1104,0	1102,4	1100,7	1099,0	1097,3	1095,7	1094,0	1092,3	1090,6	1089,0
Мазут	млн руб.	1397,3	1435,2	1362,2	1233,0	1170,9	1104,0	1102,4	1100,7	1099,0	1097,3	1095,7	1094,0	1092,3	1090,6	1089,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1876,2	1869,7	1859,4	1871,6	1780,2	1757,3	1757,6	1757,9	1758,2	1758,5	1758,8	1759,1	1759,4	1759,7	1760,0

Мероприятия для Восточной котельной

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная нагрузка котельной составляет 162,1 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу составит 173,5 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для Сценария 1, в рамках которого предусматривается капитальный ремонт существующих котлов без смены вида топлива.

Для сценария 2 предлагается замена водогрейных котлов КВГМ-100 на пылеугольные КВТК-100. Паровые котлы ГМ-50 предлагается заменить на пылеугольные К-50-13-250.

Состав оборудования для Сценария 1 представлен в таблице 12.23-24.

Таблица 12.23. Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценариев 1

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№ котлоагрегата	Марка	Год ввода	Установленная мощность	Марка	Год ввода	Установленная мощность, Гкал/ч
Паровые котлы						
Ст. 1	ГМ-50-14/250	1982	30	ГМ-50-14/250	2018	30
Ст. 2	ГМ-50-14/250	1983	30	ГМ-50-14/250	2015	30
Ст. 3	ГМ-50-14/250	1985	30	ГМ-50-14/250	2016	30
Водогрейные котлы						
Ст. 4	КВГМ-100	1983	100	КВГМ-100	2016	100
Ст. 5	КВГМ-100	1984	100	КВГМ-100	2016	100
Ст. 6	КВГМ-100	1986	100	КВГМ-100	2017	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			390			390

Таблица 12.24. Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 2

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность	Марка	Год ввода	Установленная мощность, Гкал/ч
Паровые котлы						
Ст. 1	ГМ-50-14/250	1982	30	К-50-14-250	2021	50 т/ч
Ст. 2	ГМ-50-14/250	1983	30	К-50-14-250	2022	50 т/ч
Ст. 3	ГМ-50-14/250	1985	30	К-50-14-250	2023	50 т/ч
Водогрейные котлы						
Ст. 4	КВГМ-100	1983	100	КВТК-100	2018	100
Ст. 5	КВГМ-100	1984	100	КВТК-100	2019	100
Ст. 6	КВГМ-100	1986	100	КВТК-100	2020	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			390			390

Баланс тепловой мощности котельной Восточная, Гкал/ч

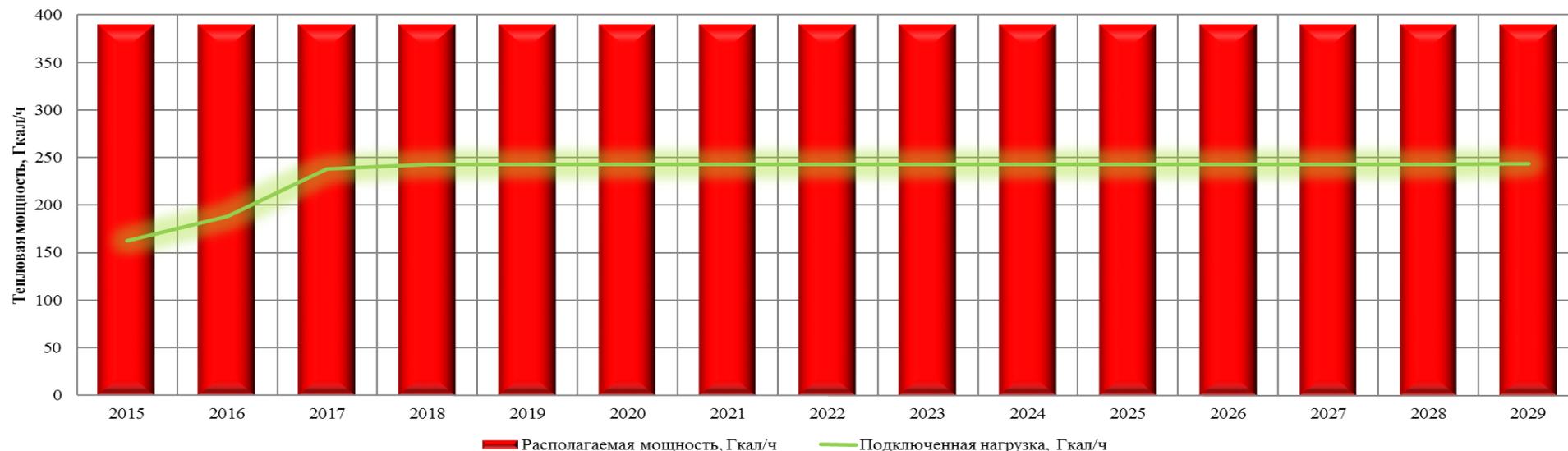


Рисунок 12.5. Баланс тепловой мощности котельной Восточная для Сценария 1

Таблица 12.25. Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1 и 2

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2029
Мероприятие	Капитальный ремонт котлов ГМ-50-14/250 №2, 3, КВГМ-100 №4 и №5	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6	Капитальный ремонт котла ГМ-50-14/250 №1				
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	162,1	235,8	237,4	265,5	265,5	265,5	265,8
Резерв мощности, Гкал/ч	227,9	154,2	152,6	124,5	124,5	124,5	124,2

Таблица 12.26. Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2016	2017	2018	Итого
Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100	120,0			120,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50	70,0			70,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50	70,0			70,0
Капитальный ремонт котла КВГМ-100	5,0	60,0		65,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50		5,0	70,0	75,0
Всего	265,0	65,0	70,0	400,0

Таблица 12.27. Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Итого
Организация хозяйства твердого топлива	800	680					1480,0
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100	30	320					350,0
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100	30	320					350,0
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100		30	320				350,0
Установка парового котла К-50-14-250			30	220			250,0
Установка парового котла К-50-14-250				30	220		250,0
Установка парового котла К-50-14-250					30	220	250,0
Всего	860,0	1350,0	350,0	250,0	250,0	220,0	3280,0

Таблица 12.28. Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	153,1	153,1	153,1	153,1	185,4	189,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	16,0	16,0	17,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	506	494	439	506	601	551	666	666	666	666	666	666	666	666	666	668
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	46	46	52	52	62	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Закупка тепловой энергии на ТО ТБО	Тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	551	539	530	535	620	638	753	753	753	753	753	753	753	753	753	755
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	19	19	19	24	27	28	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	532	520	511	511	593	610	723	723	723	723	723	723	723	723	723	725
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	кгу.т/Гкал	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9
Расход условного топлива	тыс. тут.	78,4	76,6	67,9	78,4	93,0	85,4	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,5
Мазут	тыс. тут.	78,4	76,6	67,9	78,4	93,0	85,4	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кгу.т/Гкал	170,2	170,6	175,9	200,6	195,5	172,7	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3
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	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	57,2	55,9	49,6	57,2	67,9	62,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,6
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	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	14,0
Затраты на топливо	млн руб.	801,0	782,4	694,0	801,1	950,3	872,5	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1057,7
Мазут	млн руб.	801,0	782,4	694,0	801,1	950,3	872,5	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1054,1	1057,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1454,8	1452,0	1309,2	1498,0	1533,8	1366,8	1399,6	1399,6	1399,6	1399,6	1399,6	1399,6	1399,6	1399,6	1399,6	1400,2

Таблица 12.29. Технико-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 2

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	153,1	179,2	228,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	16,1	16,1	16,1	16,1	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	497	505	639	651	656	656	656	656	656	656	656	656	656	656	658
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	48	48	48	48	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Закупка тепловой энергии на ТО ТБО	тыс. Гкал	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	539	601	734	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	749
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	19	20	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	520	580	711	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	725
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	80,0%	60,0%	40,0%	30,0%	20,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	20,0%	40,0%	60,0%	70,0%	80,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Мазут	кгу.т/Гкал	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9
Уголь	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	77,0	78,2	98,9	102,5	105,0	106,7	107,6	108,4	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	109,2
Мазут	тыс. тут.	77,0	78,2	98,9	80,6	60,9	40,6	30,5	20,3	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,3
Уголь	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	21,9	44,1	66,1	77,1	88,1	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	94,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Мазут	кгу.т/Гкал	171,5	171,2	167,5	167,3	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5
Уголь	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	181,5	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8
Переводной коэффициент																
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
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
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	56,4	57,3	72,4	59,1	44,6	29,7	22,3	14,9	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	28,4	57,2	85,8	100,1	114,4	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	122,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Мазут	тыс. руб./т.	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
Уголь	тыс. руб./т.	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Затраты на топливо	млн руб.	789,5	801,8	1014,0	954,6	882,2	802,7	763,0	723,2	703,4	703,4	703,4	703,4	703,4	703,4	705,8
Мазут	млн руб.	789,5	801,8	1014,0	826,8	624,7	416,5	312,4	208,2	156,2	156,2	156,2	156,2	156,2	156,2	156,7
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	127,8	257,5	386,2	450,6	515,0	547,2	547,2	547,2	547,2	547,2	547,2	549,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1465,1	1335,0	1381,0	1278,7	1181,7	1075,3	1022,0	968,8	942,2	942,2	942,2	942,2	942,2	942,2	942,6

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 289,9 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2029 году с учетом нового строительства составит 298,1 Гкал/ч.

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

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.

Состав оборудования для Сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 12.30-31 соответственно. Капитальные затраты представлены в таблицах 12.32-33.

Технико-экономические показатели Южной котельной для сценариев представлены в таблицах 12.34-35.

Таблица 12.30. 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	2018	12
2	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2019	12
3	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2020	12
Водогрейные котлы						
4	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	2018	75
5	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	2018	75
6	ПТВМ-100	1975	75	ПТВМ-100	2019	75
7	КВГМ-100	1992	100	КВГМ-100	2019	100
8	КВГМ-100	1994	100	КВГМ-100	2019	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			461,0			461,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			287,9			298,1

Таблица 12.31. 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	2020	100
2	КВТК-100	2020	100
3	КВТК-100	2020	100
4	КВТК-100	2020	100
5	КВТК-100	2020	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 12.32. Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2018	2019	2020	Всего
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13	25			25
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13		20		20
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13			20	20
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100	65			65
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100	65			65
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100		65		65
Капитальный ремонт котла КВГМ-100		55		55
Капитальный ремонт котла КВГМ-100		55		55
Всего	155	195	20	370

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

Таблица 12.33. Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Стоимость, млн руб. без НДС
Котельное отделение					500	509			1 009
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ					500	572			1 072
Бак запаса воды						13			13
Приборы учета тепла						14			14
ВПУ					72				72
Закрытый расходный склад угля				244					244
Подготовка площадки под строительство				84					84
СМР котельной с дымовой трубой					940				940
Транспортировка оборудования и материалов				28					28
ПИР и экспертиза проекта		70	70						140
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы						65			65
Первичное заполнение резервуаров и систем						0,03			0,03
Непредвиденные затраты						691			691
ВСЕГО	0	70	70	356	2012	1864	0	0	4 372

Таблица 12.34. Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной Южная для Сценария 1

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	292,8	292,8	292,8	294,3	295,4	297,0	297,0	297,5	297,8	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,1	22,1	22,1	22,1	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	992	1011	1011	1012	981	984	985	986	987	987	987	987	987	987	987
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	62	74	74	74	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	931	937	937	938	924	928	929	929	930	931	931	931	931	931	931
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	868	855	896	897	861	865	866	866	867	868	868	868	868	868	868
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Мазут	кг.т/Гкал	158,8	159,3	157,6	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5
Расход условного топлива	тыс. тут.	157,6	161,1	159,3	159,4	154,5	155,1	155,2	155,4	155,5	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
Мазут	тыс. тут.	157,6	161,1	159,3	159,4	154,5	155,1	155,2	155,4	155,5	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Мазут	кг.т/Гкал	169,3	171,9	170,0	169,9	167,2	167,2	167,2	167,2	167,1	167,1	167,1	167,1	167,1	167,1	167,1
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
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	115,0	117,6	116,3	116,4	112,8	113,2	113,3	113,4	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Мазут	тыс. руб./т.	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
Затраты на топливо	млн руб.	1610,1	1646,2	1628,1	1629,4	1578,6	1584,7	1586,2	1587,6	1588,6	1589,6	1589,6	1589,6	1589,6	1589,6	1589,6
Мазут	млн руб.	1610,1	1646,2	1628,1	1629,4	1578,6	1584,7	1586,2	1587,6	1588,6	1589,6	1589,6	1589,6	1589,6	1589,6	1589,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1730,1	1756,5	1737,2	1736,7	1708,7	1708,3	1708,2	1708,1	1708,1	1708,0	1708,0	1708,0	1708,0	1708,0	1708,0

Таблица 12.35. Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной Южная для Сценария 2

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	289,9	292,8	294,4	295,4	296,0	296,5	330,0	330,5	330,8	331,1	331,1	331,1	331,1	331,1	331,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	256,0	258,5	259,7	260,7	261,1	261,5	294,9	295,3	295,6	295,9	295,9	295,9	295,9	295,9	295,9
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	33,9	34,3	34,6	34,8	34,9	35,0	35,0	35,1	35,2	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3
Нагрузка пароснабжения	Гкал/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	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	979	975	980	983	985	986	1058	1060	1061	1062	1062	1062	1062	1062	1062
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	62	62	62	62	62	62	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	917	913	918	921	923	924	1002	1003	1004	1005	1005	1005	1005	1005	1005
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	854	850	855	858	860	861	939	940	941	942	942	942	942	942	942
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	60,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	40,0%	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	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8
Уголь	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	155,5	154,8	155,5	156,0	156,3	156,5	171,9	178,1	178,2	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4
Мазут	тыс. тут.	155,5	154,8	155,5	156,0	156,3	156,5	100,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	71,1	178,1	178,2	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Мазут	кг.т/Гкал	169,5	169,5	169,4	169,4	169,4	169,4	167,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	177,5	177,5	177,5	177,5	177,5	177,5	177,5	177,5	177,5
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
Уголь	тут/тнт	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	113,9	113,4	113,9	114,3	114,5	114,7	73,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	92,4	231,3	231,5	231,7	231,7	231,7	231,7	231,7	231,7
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Мазут	тыс. руб./т.	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
Уголь	тыс. руб./т.	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Заграты на топливо	млн руб.	1594,2	1587,5	1595,0	1600,2	1602,9	1605,3	1449,6	1040,6	1041,6	1042,6	1042,6	1042,6	1042,6	1042,6	1042,6
Мазут	млн руб.	1594,2	1587,5	1595,0	1600,2	1602,9	1605,3	1033,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	415,7	1040,6	1041,6	1042,6	1042,6	1042,6	1042,6	1042,6	1042,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1737,7	1738,2	1737,6	1737,3	1737,1	1736,9	1447,2	1037,4	1037,3	1037,2	1037,2	1037,2	1037,2	1037,2	1037,2

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 2013 год подключенная нагрузка котельной в виде пара составляла 2,4 Гкал/ч.

Пар, вырабатываемый паровыми котлами, в основном используется:

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

Согласно 1 сценарию в 2019 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 котельная «Северная»

В 2015 году – планируется выполнить проектно сметную документацию на

капитальный ремонт водогрейных котлов ПТВМ-30.

В 2016 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 2016 году также следует выполнить проектно сметную документацию на установку и обвязку новых паровых котлов ДКВР-10/13. Кроме того, в 2016 году следует провести капитальный ремонт водогрейных котлов ПТВМ-30 ст. №№0-1.

В 2017 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.

В 2018 году – планируется ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №11.

В 2019 году – планируется выполнить переключение потребителей от котельной Роста на Северную котельную суммарной нагрузкой 27,5 Гкал/ч. Вводится в работу водогрейный котел Eurotherm-58 на месте демонтированных котлов. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №12.

В 2020 году – на котельной 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 2021 году – выводится и демонтируется оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14.

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен в таблицах 12.36-37.

Второй сценарий предполагает ту же последовательность по замене котлов, но качестве основного вида топлива предусмотрен уголь.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки на период актуализации схемы теплоснабжения для Сценариев 1 и 2 представлен на рисунках 12.6 и 7, а также в таблицах 38 и 39.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий при

реализации Сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 12.40 и 41.

Технико-экономические показатели работы котельная «Северная» при реализации Сценариев 1 и 2 представлены в таблице 12.42-43.

Таблица 12.36. 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)	-	-	-
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	2017	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2017	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13*	2019	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
Водогрейные котлы						
0	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2016	30 Гкал/ч
1	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2016	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30	1964	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2017	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2017	30 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2018	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2019	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2020	50 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	367			295,5		
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	195,7			224,7		

Таблица 12.37. Состав оборудования котельной Северная по Сценарию 2

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	2017	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2017	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2019	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
Водогрейные котлы						
0	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч	КВТК-100	2016	30 Гкал/ч
1	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	КВТК-100	2016	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30	1964	30 Гкал/ч	-	-	-
3	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	КВТК-100	2017	30 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	367			325,5		
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	195,7			224,7		

Баланс тепловой мощности Северной котельной по 1 сценарию

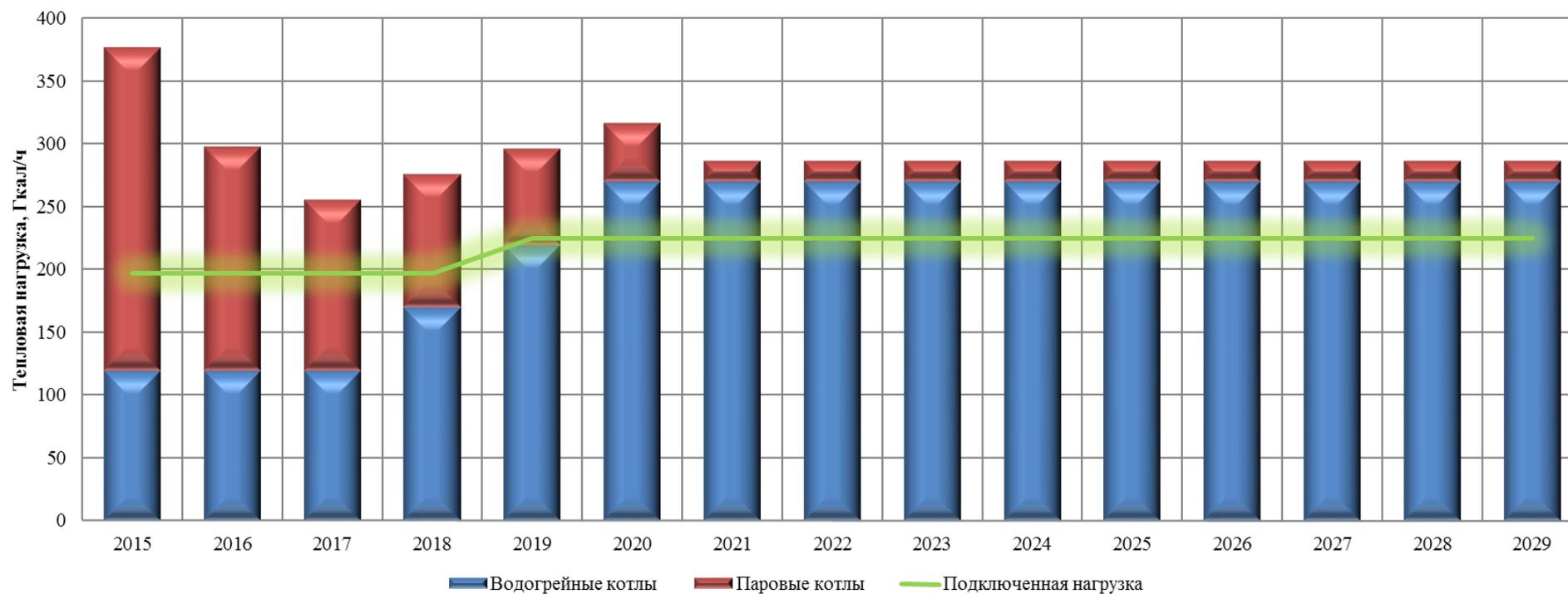


Рисунок 12.6. Баланс мощности и нагрузки котельной Северная по 1 сценарию

Таблица 12.38. Планируемые мероприятия на котельной Северная и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2029
Мероприятие			Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	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	Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Переключение потребителей котельной "Роста"; нагрузка 27,5 Гкал/ч. Ввод водогрейного котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №12	Ввод водогрейного котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №13	Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №14	
Установленная мощность, Гкал/ч	376,7	376,7	298,2	255,8	276,1	296,4	316,7	287,0	287,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	376,7	376,7	298,2	255,8	276,1	296,4	316,7	287,0	287,0
Водогрейные котлы	120,0	120,0	120,0	120,0	170,0	220,0	270,0	270,0	270,0
Паровые котлы	256,7	256,7	178,2	135,8	106,1	76,4	46,7	17,0	17,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	348,4	348,4	269,9	227,5	247,8	268,1	288,4	258,7	258,7
Подключенная нагрузка	195,7	196,5	197,2	197,2	197,2	224,7	224,7	224,7	224,7
Резерв мощности, Гкал/ч	181,0	180,2	101,0	58,6	78,9	71,7	92,0	62,3	62,3

Баланс тепловой мощности Северной котельной по 2 сценарию

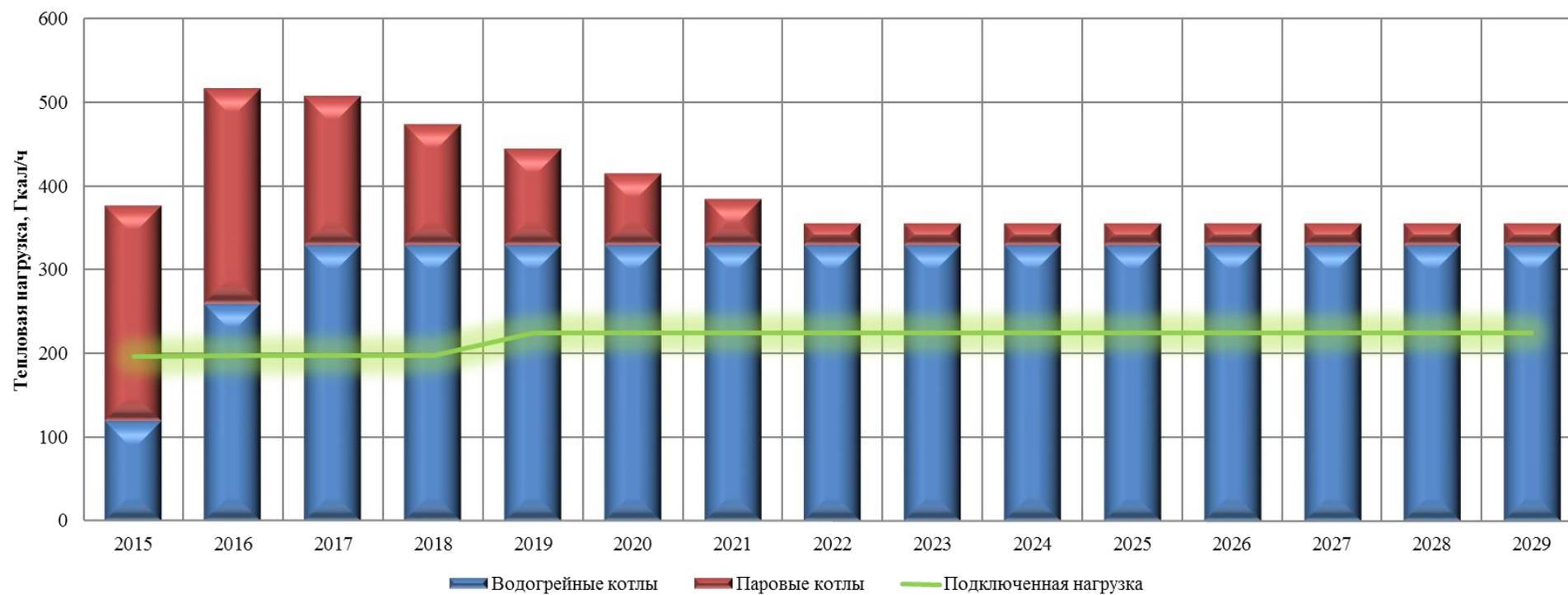


Рисунок 12.7. Баланс мощности и нагрузки котельной Северная по 2 сценарию

Таблица 12.39. Планируемые мероприятия на котельной Северная и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2029
Мероприятие		Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Замена 2 котлов ПТВМ-30 на КВТК-100 ст.№№0,1	Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5. Замена ПТВМ-30 ст.№3 на КВТК-100. Вывод ПТВМ-30 ст.№2 из эксплуатации. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10	Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Переключение потребителей котельной "Роста"; нагрузка 27,5 Гкал/ч. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №12	Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №13	Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №14	
Установленная мощность, Гкал/ч	376,7	438,2	474,3	444,6	414,9	385,2	355,5	355,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	376,7	438,2	474,3	444,6	414,9	385,2	355,5	355,5
Водогрейные котлы	120,0	260,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0
Паровые котлы	256,7	178,2	144,3	114,6	84,9	55,2	25,5	25,5
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	376,7	438,2	474,3	444,6	414,9	385,2	355,5	355,5
Подключенная нагрузка	196,5	197,2	197,2	197,2	224,7	224,7	224,7	224,7
Установленная мощность, МВт	196,5	197,2	197,2	197,2	224,7	224,7	224,7	224,7
Резерв мощности, Гкал/ч	180,2	241,0	277,1	247,4	190,2	160,5	130,8	130,8

Таблица 12.40. Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)	50,0					50,0
Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)	2,0	50,0				52,0
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	5,0	24,0				29,0
Установка водогрейного котла Eurotherm-58		4,0	135,0			139,0
Установка водогрейного котла Eurotherm-58			4,0	135,0		139,0
Установка водогрейного котла Eurotherm-58				4,0	135,0	139,0
Установка парового котла ДКВР-10/13				12,0		12,0
Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме				12,0		12,0
ИТОГО	57,0	78,0	139,0	163,0	135,0	572,0

Таблица 12.41. Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
Организация хозяйства твердого топлива	800	680				1480
Замена котлов ПТВМ-30 (2 шт.) на КВТК-100 (2 шт.)	60	640				700
Замена котлов ПТВМ-30 (2 шт.) на КВТК-100 (1 шт.)	30	320				350
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	5	24				29
Установка парового котла ДКВР-10/13				12		12
Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме				12		12
ИТОГО	895	1664	0	24	0	2583

Таблица 12.42. Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1

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	196,4	197,0	197,0	197,0	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	169,4	169,8	169,8	169,9	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	23,8	23,9	23,9	23,9	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	19,3	19,3	19,3	19,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,7	20,7	20,7	20,7	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	631	633	633	633	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	33	33	33	33	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	598	600	600	600	703	703	703	703	703	703	703	703	703	703	703
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	71	71	71	71	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	528	529	529	529	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Мазут	кг.т/Гкал	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9
Расход условного топлива	тыс. т.т.	99,6	99,9	99,9	99,9	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5
Мазут	тыс. т.т.	99,6	99,9	99,9	99,9	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Мазут	кг.т/Гкал	166,6	166,6	166,6	166,6	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5
Переводной коэффициент																
Мазут	т.т./т.т.	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	73,1	73,3	73,3	73,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Затраты на топливо	млн руб.	775,1	777,3	777,3	777,5	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4
Мазут	млн руб.	775,1	777,3	777,3	777,5	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4	883,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1296,1	1295,9	1295,9	1295,9	1256,2	1256,2	1256,2	1256,2	1256,2	1256,2	1256,2	1256,2	1256,2	1256,2	1256,2

Таблица 12.43. Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 2

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	196,4	197,0	197,0	197,0	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	169,4	169,8	169,8	169,9	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	23,8	23,9	23,9	23,9	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	19,3	19,3	19,3	19,3	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,7	20,7	20,7	20,7	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	668	661	661	661	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	35	35	35	35	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	633	626	626	626	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	62	62	62	62	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	571	564	564	564	648	648	648	648	648	648	648	648	648	648	648
В том числе:						83,4										
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	тыс. Гкал	411,4	404,1	404,1	404,1	467,1	467,1	467,1	467,1	467,1	467,1	467,1	467,1	467,1	467,1	467,1
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	тыс. Гкал	152,0	152,7	152,7	152,7	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1
Полезный отпуск тепловой энергии на технологию	тыс. Гкал	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	90,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Наименование	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мазут	%	100,0%	100,0%	85,0%	70,0%	55,0%	45,0%	35,0%	25,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	15,0%	30,0%	45,0%	55,0%	55,0%	75,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Мазут	кгу.т/Гкал	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9
Уголь	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	105,5	104,4	105,4	106,4	123,9	124,7	112,6	126,2	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0
Мазут	тыс. тут.	105,5	104,4	88,7	73,1	66,2	54,2	42,2	30,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Уголь	тыс. тут.	0,0	0,0	16,7	33,3	57,7	70,5	70,5	96,1	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Мазут	кгу.т/Гкал	166,6	166,7	166,7	166,7	166,3	166,3	166,3	166,3	166,3	166,3	166,3	166,3	166,3	166,3	166,3
Уголь	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	177,4	177,4	176,9	176,9	176,9	176,9	176,9	176,9	176,9	176,9	176,9	176,9	176,9
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
Уголь	тут/тнт	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	77,4	76,6	65,1	53,6	48,6	39,8	30,9	22,1	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	21,6	43,3	74,9	91,5	91,5	124,8	141,5	141,5	141,5	141,5	141,5	141,5	141,5
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Уголь	тыс. руб./т.	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Затраты на топливо																
Мазут	млн руб.	820,5	812,3	690,4	568,7	515,4	421,7	328,0	234,3	140,6	140,6	140,6	140,6	140,6	140,6	140,6
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	129,8	259,7	449,4	549,2	549,2	748,9	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах																
	руб./Гкал	1296,2	1297,0	1309,7	1322,5	1331,8	1340,3	1211,0	1357,3	1365,8	1365,8	1365,8	1365,8	1365,8	1365,8	1365,8

Котельная Роста

Котельная Роста расположена на севере г. Мурманска. Зоны теплоснабжения котельной Роста и Котельная «Северная» являются смежными. Данные зоны приведены на рисунке 12.8.

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.т/Гкал, а Котельная «Северная» – 166,2 кг.т/Гкал. Соотношение удельных расходов топлива приведено на рисунке 12.9.

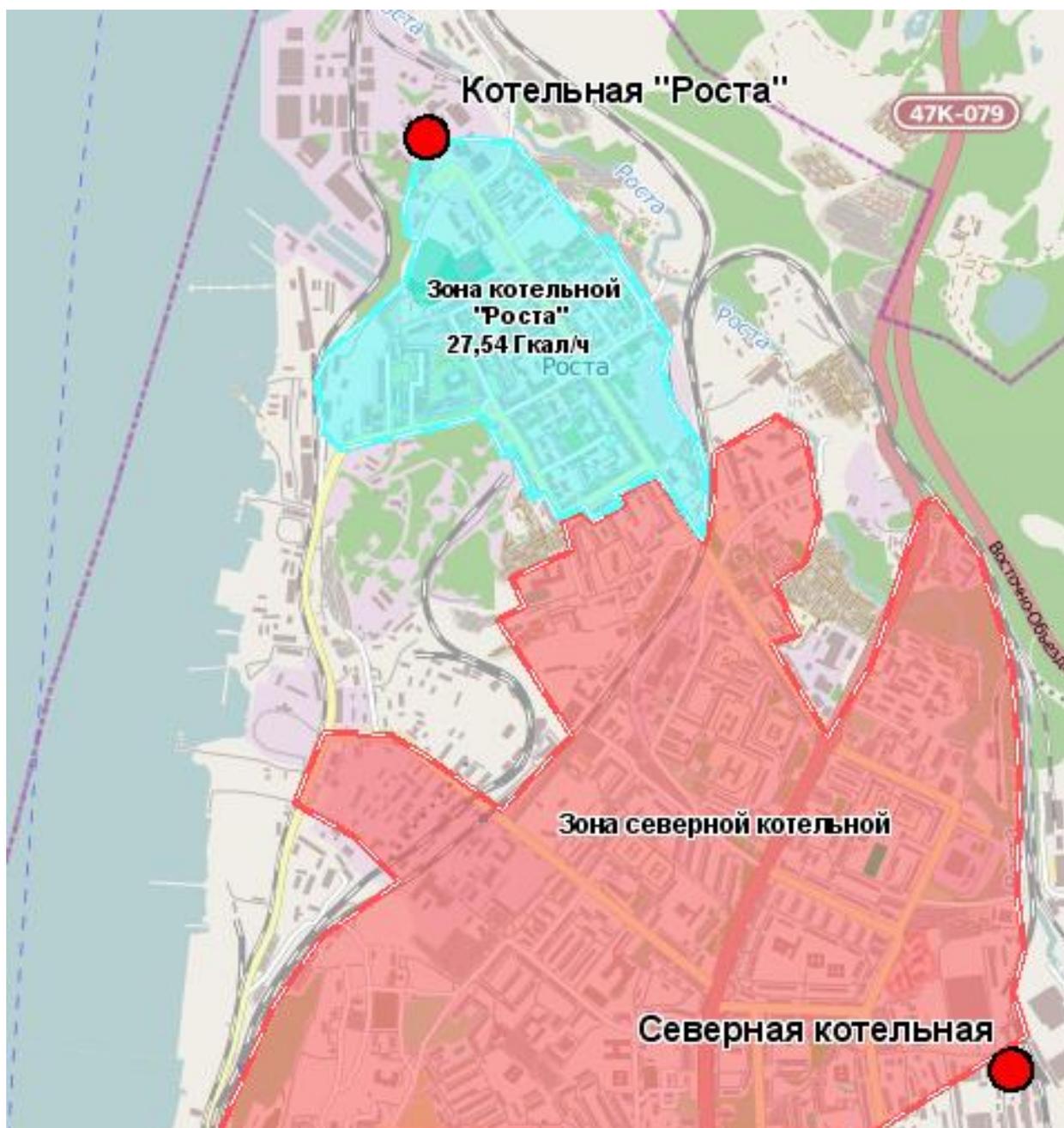


Рисунок 12.8. Зоны теплоснабжения котельной Роста и котельная «Северная»

Удельный расход условного топлива на отсук тепловой энергии, кг у.т./Гкал

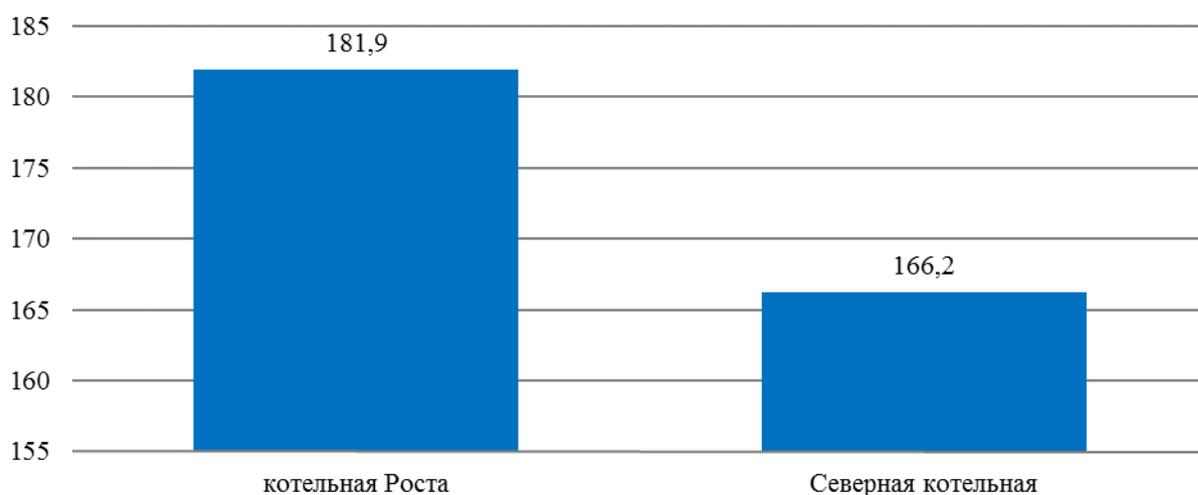


Рисунок 12.9. Удельные расходы топлива на Котельная «Северная» и котельной «Роста»

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 132,0 Гкал/ч, что достаточно для такого переключения.

Балансы тепловой мощности котельных Северная и Роста приведены в таблице 12.44 и на рисунке 12.10.

Таблица 12.44. Балансы тепловой мощности котельных

Наименование	котельная Роста	Северная котельная
Установленная мощность, Гкал/ч	159,7	367,7
Располагаемая мощность, Гкал/ч	59,7	367,7
Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	27,5	195,7
Резерв на источнике, Гкал/ч	19,6	132,0

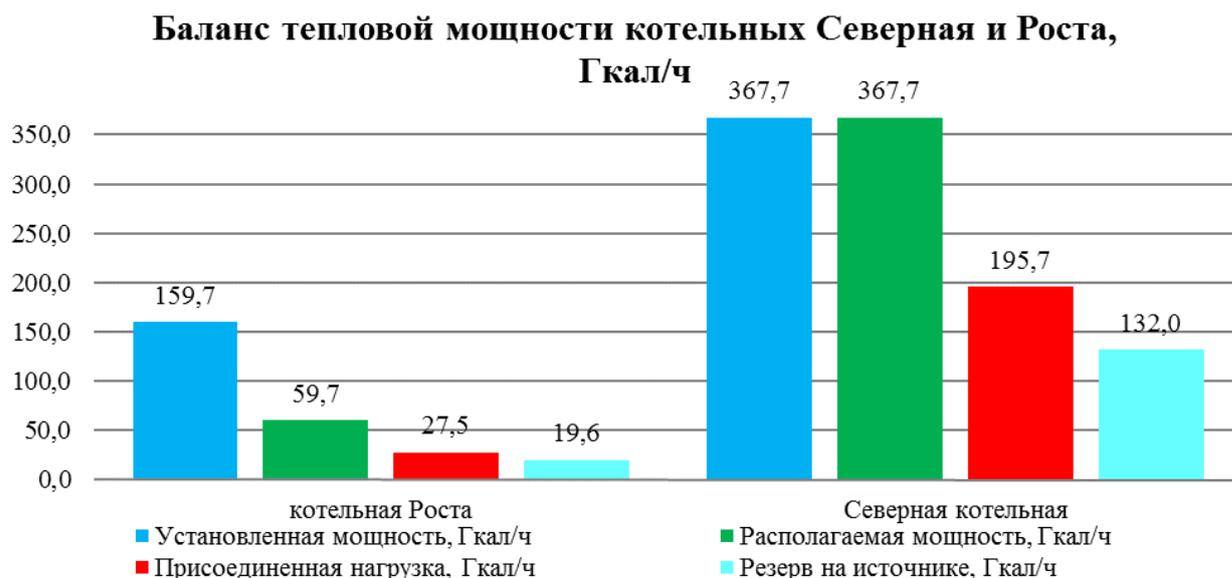


Рисунок 12.10. Баланс тепловой мощности котельных Северная и Роста

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 5.

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 12.45.

Технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 12.46.

Таблица 12.45. Состав оборудования котельной Роста

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок					
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность			
Водогрейные котлы									
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную в 2019 году					
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			159,0						
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			27,54						

Таблица 12.46. Техничко-экономические показатели работы котельной Роста вне зависимости от Сценарных условий

Наименование	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019-2029 гг.
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	27,5	27,5	27,5	27,5	Заккрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную.
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	24,4	24,4	24,4	24,4	
Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	3,2	3,2	3,2	3,2	
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	7,7	7,7	7,7	7,7	
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	110	110	110	110	
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	11	11	11	11	
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	99	99	99	99	
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13	13	13	13	
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	87	87	87	87	
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	166,1	166,1	166,1	166,1	
Расход условного топлива Мазут	тыс. тут.	18,3	18,3	18,3	18,3	
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии Мазут	кгу.т/Гкал	184,2	184,2	184,2	184,2	
Переводной коэффициент Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	
Расход натурального топлива Мазут	тыс. т	13,4	13,4	13,4	13,4	
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	
Затраты на топливо Мазут	млн. руб.	142,2	142,2	142,2	142,2	
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1433,4	1433,4	1433,4	1433,4	

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, учтенные в тарифе на 2014 год составляют 9,87 млн. рублей, что составляет 67,75% от НВВ. Топливная составляющая в тарифе на тепловую энергию от данной котельной на 2014 год составила 2 882,7 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 12.47 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток за 2014 год.

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

график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное

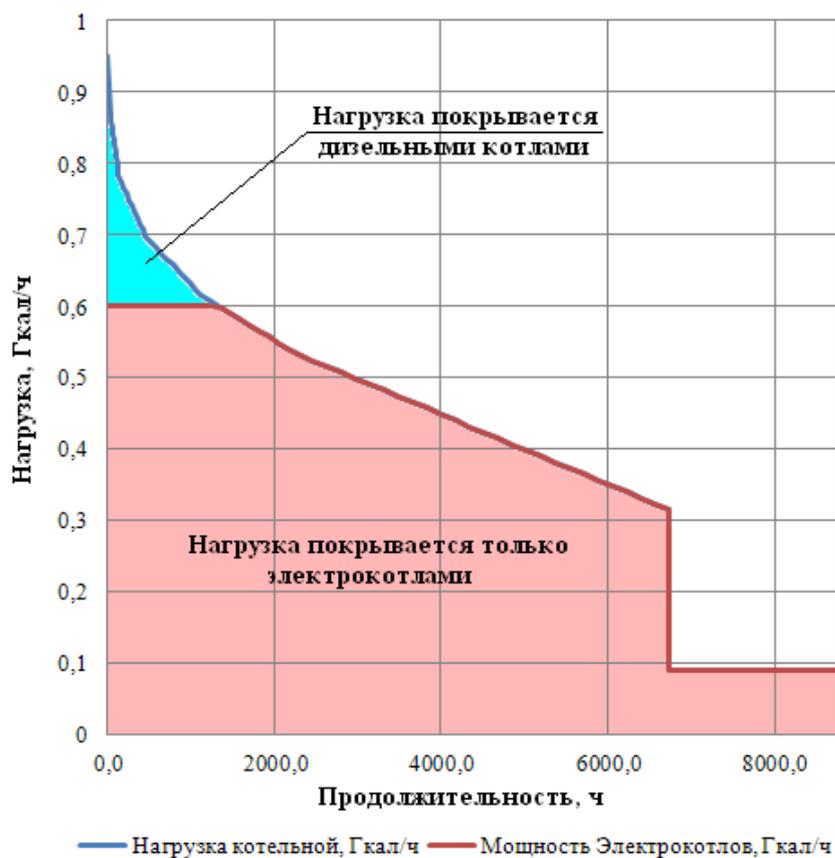


Рисунок 12.11. График Россандера при работе электрокотлов

В качестве нагревательных элементов электрокотлов следует рассматривать фланцевые погружные электронагреватели.

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



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



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

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

Состав оборудования котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 12.48.

Таблица 12.48. 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	2016	0,3 Гкал/ч
5	-	-	-	ТЭН-300	2016	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 2016 году составит 2 320 руб./Гкал (в ценах 2014 года), что на 18% ниже существующего уровня. Годовая экономия на затратах на топливо составит 1,6 млн. рублей. Эффект от экономии ТЭР за период с 2016 по 2019 годы составит 6,44 млн.

рублей.

Затраты на закупку электродвигателей 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 12.49.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 12.50.

Таблица 12.49. Показатели работы Дизельной котельной п. Дровяное на период актуализации схемы теплоснабжения

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	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
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
Нагрузка пароснабжения	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
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
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,45	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,42	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,42	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
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%
Дизель	%	100,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Электроэнергия	%	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Дизель	кг.т/Гкал	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	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.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Дизель	тыс. туг.	0,5	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
Электроэнергия	тыс. туг.	0,0	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
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Дизель	кг.т/Гкал	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
Переводной коэффициент																
Дизель	тут/тнт	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	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
Расход натурального топлива																
Дизель	тыс. т	0,359	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,000	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Дизель	тыс. руб./т.	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890
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
Затраты на топливо	млн руб.	9,647	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800
Дизель	млн руб.	9,647	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374
Электроэнергия	млн руб.	0,000	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2823,5	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0

Таблица 12.50. 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 электродкотлов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	2016	1200
Всего	-	1200,0

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 2014 год запланирован в объеме 5,12 млн. рублей, что соответствует 40% НВВ котельной и в 3,2 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 16 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, выставяемой «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.

Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей твердого топлива, %

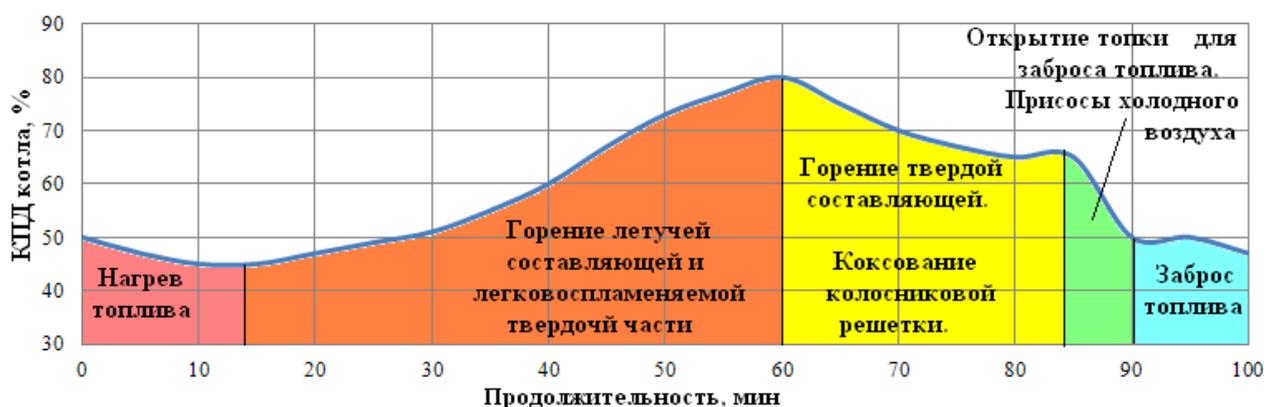


Рисунок 12.12. Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

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.

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 12.51.

Таблица 12.51. Технико-экономические показатели работы угольной котельной п. Дровяное

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	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
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	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
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
Нагрузка пароснабжения	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
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	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
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,63	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
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
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Уголь	кг.т/Гкал	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7
Расход условного топлива	тыс. туг.	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
Уголь	тыс. туг.	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
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Уголь	кг.т/Гкал	225,1	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2
Переводной коэффициент																
Уголь	туг/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
Расход натурального топлива																
Уголь	тыс. т	1,327	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Уголь	тыс. руб./т.	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770
Затраты на топливо	млн руб.	3,675	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620
Уголь	млн руб.	3,675	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	809,8	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0

Котельная п. Абрам-Мыс ОАО «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.

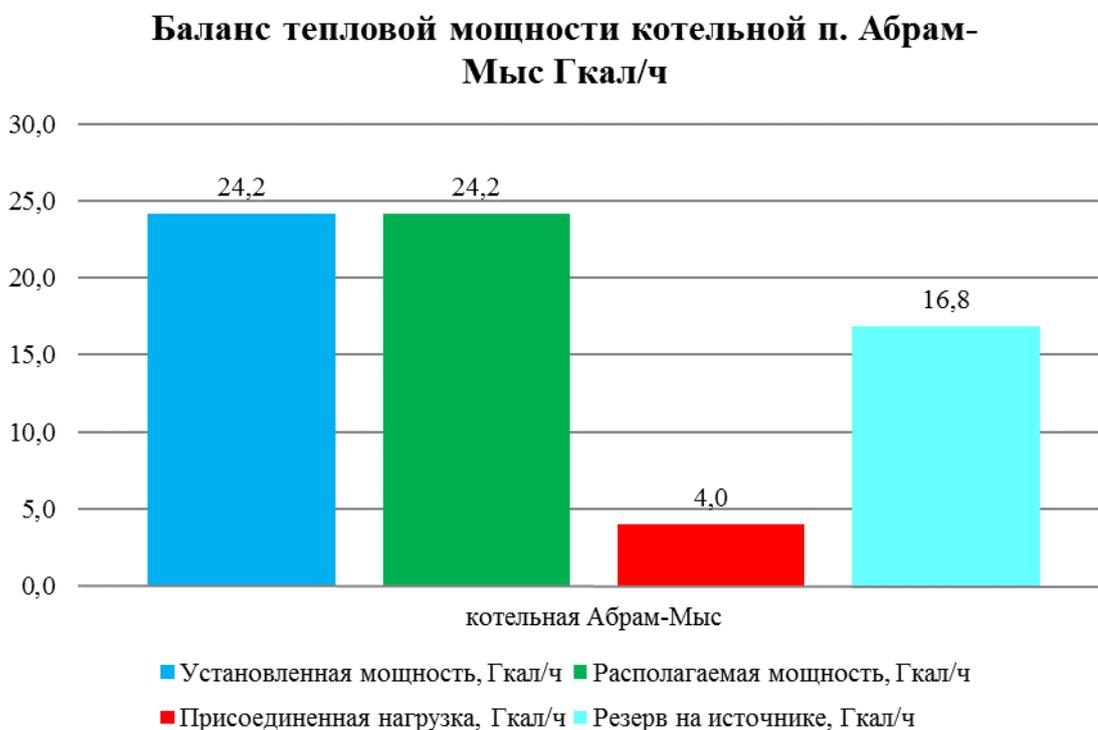


Рисунок 12.13. Баланс тепловой мощности котельной п. Абрам-Мыс

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.

Для сценариев 1 и 2 предполагается использование древесной щепы на котельной, начиная с 2017 г. Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-мыс (согласно расчетам разработчика ТЭО – ООО «Невтехэнерго» г. Санкт-Петербург) представлены в таблице 12.52.

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 12.53. Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев 1, 2 представлены в таблице 12.54.

Таблица 12.52. Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс

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

Таблица 12.53. 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	2017	2,15 Гкал/ч
				КВМ-2,5щг	2017	2,15 Гкал/ч
				КВМ-2,5щг	2017	2,15 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,45
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,97			3,97

Таблица 12.54. Техничко-экономические показатели работы котельной п. Абрам-Мыс

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	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,770	2,770	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	15,9	15,7	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
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,8	1,8	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
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,1	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	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	1,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,5	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	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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	50,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Древесная щепа	%	0,0%	0,0%	50,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Мазут	кгу.т/Гкал	209,0	209,0	209,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,4	3,4	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Мазут	тыс. туг.	3,4	3,4	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. туг.	0,0	0,0	1,3	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Мазут	кгу.т/Гкал	234,5	234,5	210,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2
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
Древесная щепа	тут/тнт	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	2,5	2,5	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. т	0,0	0,0	4,7	9,4	9,4	9,4	9,4	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	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
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
Затраты на топливо	млн руб.	26,4	26,4	18,2	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Мазут	млн руб.	26,4	26,4	11,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	млн руб.	0,0	0,0	6,3	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1828,9	1828,9	1257,1	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3

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 ОАО «Мурманская ТЭЦ».

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной с увеличением выработки тепловой энергии, в частности в летнее время.

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 для Сценариев, представлены в таблицах 12.55-57

Таблица 12.55. 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 12.56. 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 12.57. Технико-экономические показатели работы котельной ТО ТБО

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	15,410	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656
Подключенная нагрузка отопления	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
Нагрузка средней ГВС	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
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656
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
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
Собственное потребление завода	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Полезный отпуск на Восточную котельную	тыс. Гкал	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
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%
Мазут	%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%
Твердое топливо (ТБО)	%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%
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
Твердое топливо (ТБО)	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
Расход условного топлива	тыс. т.т.	19,6	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4
Мазут	тыс. т.т.	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
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т.т.	18,2	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК 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
Твердое топливо (ТБО)	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
Переводной коэффициент																
Мазут	т.т./т.т.	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
Твердое топливо (ТБО)	т.т./т.т.	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
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	23,6	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Мазут	тыс. руб./т.	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
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
Затраты на топливо	млн руб.	14,6	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
Мазут	млн руб.	12,5	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Твердое топливо (ТБО)	млн руб.	2,2	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1

Котельная ММТП

Котельная ММТП 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, представлены в таблицах 12.58— 60.

Таблица 12.58. Состав оборудования котельной ММТП

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	2018	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			15,58			15,58
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			13,245			13,245

Таблица 12.59. Технико-экономические показатели работы котельной ММТП

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	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052
Нагрузка пароснабжения	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
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	0,425	0,425	0,425	0,425	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	19,0	19,0	19,0	19,0	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Потери в тепловых сетях	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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Мазут	кгу.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
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Мазут	тыс. туг.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Мазут	кгу.т/Гкал	206,5	206,5	206,5	206,5	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8
Переводной коэффициент																
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	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
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Затраты на топливо	млн руб.	28,0	28,0	28,0	28,0	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.	28,0	28,0	28,0	28,0	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	1604,4	1604,4	1604,4	1604,4	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6

Таблица 12.60. 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	2017	5000,0
Всего		5000,0

Котельная ММРП

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

На котельной 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 16,55 Гкал/ч, в том числе 4,7 Гкал/ч – нагрузка потребителей, подключенных через ЦТП.

Соотношение мощности котельной и подключенной нагрузки приведено на рисунке 12.14.

Установленная мощность котельной в 8,5 раза больше подключенной нагрузки котельной. В настоящее время такая мощность является избыточной.

Схемой теплоснабжения предусматривается снижение тепловой мощности путем замены оборудования.

Потребители, подключенные к котельной через ЦТП, переводятся на другие источники.

Баланс тепловой мощности котельной ММРП, Гкал/ч

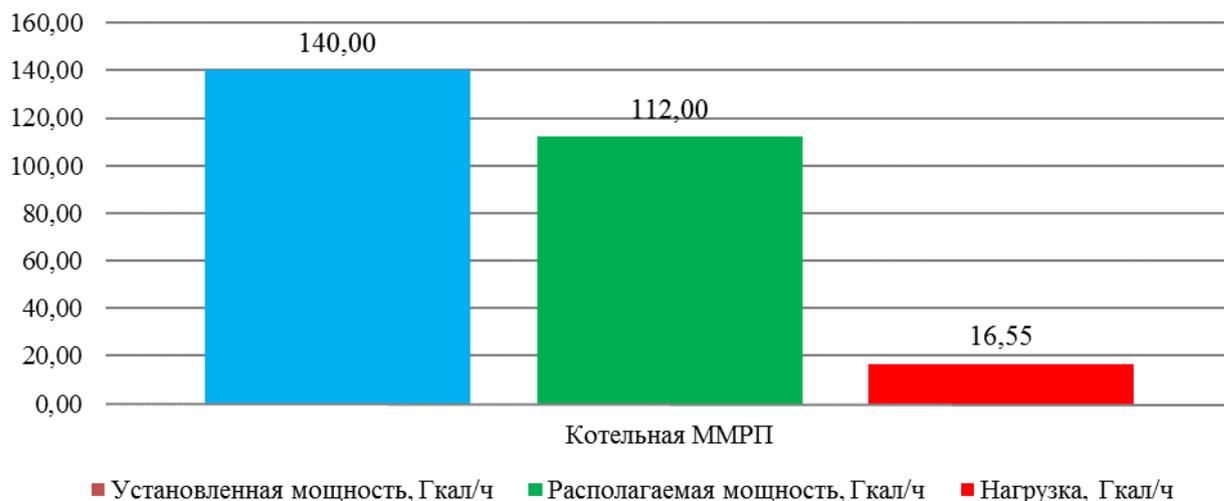


Рисунок 12.14. Баланс тепловой мощности котельной

Схемой теплоснабжения на котельной предлагается установить два паровых котла ДКВР-6/13 и три водогрейных котла ТЕРМОТЕХНИК Т-100-2000 тепловой мощностью 1,72 Гкал/ч каждый.

Для обоих сценариев котлы оснащаются трехступенчатыми мазутными горелками.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и затраты, представлены в таблицах 12.61-63.

Таблица 12.61. Состав оборудования котельной ММРП

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Произв-сть	Марка	Год ввода	Произво-сть
Паровые котлы						
1	ГМ 50-14/250	1969	50 т/ч 35 Гкал/ч	-	-	-
2	ГМ 50-14/251	1969	51 т/ч 35 Гкал/ч	-	-	-
3	ГМ 50-14/252	1969	52 т/ч 35 Гкал/ч	-	-	-
4	ГМ 50-14/253	1969	53 т/ч 35 Гкал/ч	-	-	-
5	-	-	-	ДКВР-6/13	2017	6 т/ч 5,1 Гкал/ч
6	-	-	-	ДКВР-6/13	2018	6 т/ч 5,1 Гкал/ч
Водогрейные котлы						
7	-	-	-	ТТ-100-2000	2018	1,72 Гкал/ч
8	-	-	-	ТТ-100-2000	2019	1,72 Гкал/ч
9	-	-	-	ТТ-100-2000	2019	1,72 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			140,00			15,36
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			16,55			11,81

Таблица 12.62. Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценариев, без НДС

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для замены парового котла ГМ -50 на два паровых котла ДКВР-6/13	2016	2500
Установка первого парового котла ДКВР-6/13	2017	7000
Установка второго парового котла ДКВР-6/13	2018	7000
Всего		16500,0

Таблица 12.63. Техничко-экономические показатели работы котельной ММРП

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	16,550	16,550	16,550	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,834	2,834	2,834	2,834	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	97,7	96,2	96,2	66,4	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	90,7	89,2	89,2	59,4	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,6	13,6	13,6	13,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	77,1	75,6	75,6	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																
Мазут	кг.т/Гкал	155,5	155,5	155,4	155,4	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	15,2	15,0	14,9	10,3	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Мазут	тыс. тут.	15,2	15,0	14,9	10,3	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																
Мазут	кг.т/Гкал	167,5	167,7	167,6	173,7	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6
Переводной коэффициент																
Мазут	тут/тнт	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
Расход натурального топлива																
Мазут	тыс. т	11,1	11,0	10,9	7,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Затраты на топливо	млн руб.	118,0	116,2	116,1	80,1	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8
Мазут	млн руб.	118,0	116,2	116,1	80,1	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1301,2	1302,8	1302,1	1349,7	1364,6	1364,6	1364,6	1364,6	1364,6	1364,6	1364,6	1364,6	1364,6	1364,6	1364,6

Котельная БМК взамен ЦТП на ул. Новосельской

Жилые дома, расположенные на ул. Новосельской, подключены к сетям теплоснабжения от котельной ММРП через ЦТП. ГВС у потребителей в данном районе отсутствует. От котельной до ЦТП по ул. Новосельской проложен паропровод общей протяженностью более 2 км. Возврат конденсата на котельную отсутствует.

Для снижения себестоимости тепловой энергии в данном районе предлагается рассмотреть теплоснабжение района ул. Новосельской от собственного источника.

Рассматриваемые потребители расположены на склоне, следовательно, с точки зрения рассеивания выбросов и гидравлического режима тепловых сетей, такая котельная должна располагаться выше существующих потребителей.

Себестоимость тепловой энергии от новой котельной должна быть ниже, чем себестоимость тепловой энергии от котельной ММРП.

Снижение себестоимости тепловой энергии от котельной может быть за счет экономии затрат на топливо и затрат на заработную плату и социальные отчисления эксплуатационного персонала.

Блок-модульная котельная (БМК) на сжиженном углеводородном газе (СУГ) удовлетворяет всем перечисленным условиям.

Сценарий 1. БМК на СУГ

СУГ - как смесь пропан-бутана достаточно распространен на территории Мурманска. ОАО «Мурманоблгаз» обеспечивает население газом и автомобильный транспорт за счет подземных газгольдеров, бытового газа в баллонах и автомобильных газозаправочных станций. В отличие от СПГ, СУГ может храниться в сжиженном состоянии при комнатной температуре.

Стоимость газа составляет 60 руб./кг или 33,6 руб./л.

Планируемая БМК мощностью 2 Гкал/ч может быть полностью автоматизирована и обходиться без присутствия эксплуатационного персонала. Два подземных газгольдера емкостью 10 м³ позволят обеспечить запас топлива на четверо суток работы котельной при расчетных температурах.

Заправка таких газгольдеров может осуществляться по схеме аналогичной заправке газгольдеров жилых домов.

Сценарий 2. Котельная на угле

Как альтернатива котельной на СУГ, может рассматриваться котельная на угле.

Топливоподача на может быть полностью автоматизирована, однако работа таких котельных без присутствия эксплуатационного персонала не допускается.

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для БМК на СУГ и угольной котельной, приведены в таблицах 12.64-65.

Технико-экономические показатели приведены в таблицах 12.66-67.

Таблица 12.64. Затраты на строительство котельной на угле по 2 сценарию, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для строительства БМК	2016	1000
Строительство автономной газовой БМК установленной мощностью 2,0 Гкал/ч	2017	17000
Строительство подземных газгольдеров 2х10 м2	2017	1040
Всего	-	19040

Таблица 12.65. Затраты на строительство котельной на угле по 2 сценарию, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД	2016	1500
Строительство угольной котельной установленной мощностью 2,0 Гкал/ч	2017	20000
Всего	-	21500

Таблица 12.66. Технико-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Существующая нагрузка отопления	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538
В том числе:														
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	тыс. Гкал	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Полезный отпуск тепловой энергии на технологию	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
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%
СУГ	%	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														
СУГ	кгу.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. тут.	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566
СУГ	тыс. тут.	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
СУГ	кгу.т/Гкал	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
Переводной коэффициент														
СУГ	тут/тнг	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Расход натурального топлива														
СУГ	тыс. м3	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
СУГ	тыс. руб./м3	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
Затраты на топливо	млн руб.	13,593	13,593	13,593	13,593	13,593	13,593	13,593	13,593	13,593	13,593	13,593	13,593	13,593
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5	3703,5

Таблица 12.67. Технико-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Существующая нагрузка отопления	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678	3,678
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538	3,538
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Уголь	кгу.т/Гкал	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
Расход условного топлива	тыс. туг.	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827
Уголь	тыс. туг.	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Уголь	кгу.т/Гкал	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5
Переводной коэффициент														
Уголь	туг/тнг	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Уголь	тыс. руб./т.	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Затраты на топливо	млн руб.	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275
Уголь	млн руб.	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6	2254,6

Котельная БМК взамен ЦТП на ул. Фестивальная

Жилые дома, расположенные на ул. Фестивальная, подключены к сетям теплоснабжения от котельной ММРП через ЦТП. От котельной до ЦТП по ул. Фестивальной проложен паропровод общей протяженностью более 1,5 км.

Для снижения себестоимости тепловой энергии в данном районе 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 ММРП с учетом потерь энергии в паропроводе.

Блок-модульная котельная (БМК) на сжиженном углеводородном газе (СУГ) удовлетворяет всем перечисленным условиям.

Сценарий 1. БМК на СУГ

СУГ - как смесь пропан-бутана достаточно распространен на территории Мурманска. ОАО «Мурманоблгаз» обеспечивает население газом и автомобильный транспорт за счет подземных газгольдеров, бытового газа в баллонах и автомобильных газозаправочных станций. В отличие от СПГ, СУГ может храниться в сжиженном состоянии при комнатной температуре.

Стоимость газа составляет 60 руб./кг или 33,6 руб./л.

Планируемая БМК мощностью 7,5 Гкал/ч может быть полностью автоматизирована и обходиться без присутствия эксплуатационного персонала. Два подземных газгольдера емкостью 40 м³ позволяют обеспечить запас топлива на четверо суток работы котельной при расчетных температурах.

Заправка таких газгольдеров может осуществляться по схеме аналогичной заправке газгольдеров жилых домов.

Сценарий 2. Котельная на угле

Как альтернатива котельной на СУГ, может рассматриваться котельная на угле.

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для БМК на СУГ и пеллетной котельной, приведены в таблицах 12.68-69.

Технико-экономические показатели приведены в таблицах 12.70-71.

Таблица 12.68. 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	4000
Строительство автономной газовой БМК установленной мощностью 7,5 Гкал/ч	2018	68000
Строительство подземных газгольдеров 2х40 м2	2018	4160
Всего	-	76160

Таблица 12.69. Затраты на строительство БМК по 2 сценарию, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД	2017	6000
Строительство угольной котельной установленной мощностью 7,5 Гкал/ч	2018	80000
Всего	-	86000

Таблица 12.70. Технико-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895
В том числе:													
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	тыс. Гкал	13,357	13,357	13,357	13,357	13,357	13,357	13,357	13,357	13,357	13,357	13,357	13,357
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	тыс. Гкал	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538
Полезный отпуск тепловой энергии на технологию	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
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%
СУГ	%	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													
СУГ	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
Расход условного топлива	тыс. тут.	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394
СУГ	тыс. тут.	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии													
СУГ	кг.т/Гкал	154,3	154,3	154,3	154,3	154,3	154,3	154,3	154,3	154,3	154,3	154,3	154,3
Переводной коэффициент													
СУГ	тут/тнт	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Расход натурального топлива													
СУГ	тыс. м3	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки													
СУГ	тыс. руб./м3	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
Затраты на топливо	млн руб.	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467
СУГ	млн руб.	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467	57,467
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	3702,7	3702,7	3702,7	3702,7	3702,7	3702,7	3702,7	3702,7	3702,7	3702,7	3702,7	3702,7

Таблица 12.71. Технико-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549	15,549
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520	15,520
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625	0,625
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895	14,895
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии													
Уголь	кгу.т/Гкал	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
Расход условного топлива	тыс. тут.	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498
Уголь	тыс. тут.	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии													
Уголь	кгу.т/Гкал	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4
Переводной коэффициент													
Уголь	тут/тнт	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	5,831	5,831	5,831	5,831	5,831	5,831	5,831	5,831	5,831	5,831	5,831	5,831
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки													
Уголь	тыс. руб./т.	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Заграты на топливо	млн руб.	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984
Уголь	млн руб.	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984	34,984
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2254,1	2254,1	2254,1	2254,1	2254,1	2254,1	2254,1	2254,1	2254,1	2254,1	2254,1	2254,1

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, 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

Себестоимость тепловой энергии от новой котельной должна быть ниже, чем себестоимость тепловой энергии от котельной ММРП с учетом потерь энергии в

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для угольной котельной, приведены в таблице 12.72.

Таблица 12.72. Затраты на строительство котельной ТЦ «Росляково-1», тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Котельное отделение	2017	74000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	2017	79000
Бак запаса воды	2017	1000
Приборы учета тепла	2017	1000
ВПУ	2017	5000
Закрытый расходный склад угля	2016	18000
Подготовка площадки под строительство	2016	6000
СМР котельной с дымовой трубой	2016	69000
Транспортировка оборудования и материалов	2016	2000

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
ПИР и экспертиза проекта	2016	10000
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2017	5000
Первичное заполнение резервуаров и систем	2017	300
Непредвиденные затраты	2017	51000
Всего	-	321001

Таблица 12.73. Техничко-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
Суммарная установленная мощность оборудования	Гкал/ч	50,4	50,4	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	32,6	32,6	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2
Потери располагаемой тепловой мощности	%	35%	35%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Собственные нужды	Гкал/ч	2,63	2,63	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная тепловая нагрузка (по договорам)	Гкал/ч	20,75	20,75	20,75	20,75	20,75	20,75	20,75	20,75	20,75	25,75	25,75	25,75	25,75	25,75
Отопление	Гкал/ч	18,44	18,44	18,44	18,44	18,44	18,44	18,44	18,44	18,44	22,89	22,89	22,89	22,89	22,89
Вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал/ч	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
Отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9
Нагрузка ГВС средняя за сутки	Гкал/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	6,92	6,92	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71
Доля резерва (от установленной мощности)	%	21%	21%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	19%	19%	19%	19%	19%
Резерв с N-1	Гкал/ч	-5,08	-5,08	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	-3,29	-3,29	-3,29	-3,29	-3,29

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 топку 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 электродкотлов (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.

Затраты на закупку электродкотлов и их установку оцениваются в 27 млн. рублей.

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

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 12.74.

Показатели работы дизельной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 12.75

Таблица 12.74. Затраты на реконструкцию угольной котельной ТЦ «Росляково Южная», тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Котельное отделение	2017	5000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	2017	8000
Бак запаса воды	2017	0
Приборы учета тепла	2017	0
ВПУ	2017	0
Закрытый расходный склад угля	2016	2000
Подготовка площадки под строительство	2016	0
СМР котельной с дымовой трубой	2016	4000
Транспортировка оборудования и материалов	2016	0
ПИР и экспертиза проекта	2016	1000
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2017	1000
Первичное заполнение резервуаров и систем	2017	1000
Непредвиденные затраты	2017	5000
Всего	-	27000

Таблица 12.75. Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южная»

Наименование		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Суммарная установленная мощность оборудования	Гкал/ч	7,6	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	5,6	5,6	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Потери располагаемой тепловой мощности	%	26%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Собственные нужды	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Потери мощности в тепловой сети	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
Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная тепловая нагрузка (по договорам)	Гкал/ч	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
Отопление	Гкал/ч	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07
Вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	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
Нагрузка ГВС средняя за сутки	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Резерв(+) / дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	2,61	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
Доля резерва (от установленной мощности)	%	47%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%
Резерв с N-1	Гкал/ч	1,61	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83	-0,83

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 тепломагистральи, однако в отопительный и летний период контуры Мурманской 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:

- передача всей нагрузки от котельной Роста на Северную котельную.
- передача тепловой нагрузки в размере 26,15 Гкал/ч от Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную (1 этап – срок завершения 2018 г.)
- передача тепловой нагрузки в размере 43,44 Гкал/ч от Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную (2 этап – срок завершения 2021 г.)

Влияние данных переключений на работу источников централизованного теплоснабжения рассмотрено в п. 4.3 «Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии».

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 предлагается сохранение текущих температурных графиков отпуска тепловой энергии от существующих источников теплоснабжения. Изменение режимов отпуска тепловой энергии не требуется.

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 к схеме теплоснабжения МО г. Мурманск на период с 2014 по 2029 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 12.76. 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
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
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
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 12.77. Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 в разрезе ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2016 - 2029
Строительство и реконструкция в зоне действия ОАО Мурманская ТЭЦ																
ПИР и ПСД	млн. руб.	14,4	3,6	9,6	21,2	15,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,7
Оборудование	млн. руб.	62,5	75,8	37,0	91,1	205,0	153,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	625,1
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	26,9	32,6	15,9	39,2	88,3	66,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	269,3
Всего капитальные затраты	млн. руб.	103,8	112,0	62,5	151,5	309,2	219,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	959,0
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.	103,8	112,0	62,5	151,5	309,2	219,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	959,0
Строительство и реконструкция в зоне действия ОАО МЭС																
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 для развития схемы теплоснабжения и сводные финансовые потребности группы проектов №2 в разрезе ТСО представлены в таблицах 12.78-79.

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №3 приведены в таблицах 12.80-81.

Таблица 12.78. Состав группы проектов №2 для развития схемы теплоснабжения

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	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 3	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Строительство	6,1	2016	2016	0,50	4,63	1,99
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 4	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Строительство	4,7	2016	2017	0,38	3,77	1,63
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 5	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Строительство	7,8	2017	2018	0,67	6,53	2,81
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 12	Южная	ОАО МЭС	Строительство	5,5	2016	2016	0,45	4,18	1,80
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 13	Южная	ОАО МЭС	Строительство	2,8	2016	2017	0,23	2,26	0,97
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 14	Южная	ОАО МЭС	Строительство	2,0	2017	2018	0,17	1,70	0,73
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 15	Южная	ОАО МЭС	Строительство	1,0	2018	2019	0,09	0,93	0,40
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 16	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0,9	2019	2020	0,09	0,85	0,36
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 17	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0,9	2020	2021	0,09	0,88	0,38
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 18	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0,9	2021	2022	0,09	0,92	0,39

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	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 19	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0,6	2022	2023	0,07	0,64	0,27
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 20	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0,6	2023	2024	0,07	0,66	0,28
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 31	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	11,5	2016	2017	0,94	9,18	3,95
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 32	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	8,1	2017	2018	0,70	6,85	2,95
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 33	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	1,5	2028	2029	0,20	1,87	0,81
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 38	Северная	ОАО МЭС	Строительство	1,1	2016	2016	0,09	0,82	0,35
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 39	Северная	ОАО МЭС	Строительство	0,1	2017	2018	0,01	0,07	0,03

Таблица 12.79. Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2016 - 2029
Строительство в зоне действия ОАО Мурманская ТЭЦ																
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

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2016 - 2029
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
Строительство в зоне действия ОАО МЭС																
ПИР и ПСД	млн. руб.	2,6	1,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	4,8
Оборудование	млн. руб.	9,6	15,2	15,2	0,9	0,8	0,9	0,9	0,6	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	46,7
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	4,1	6,6	6,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	20,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	16,3	23,3	21,8	1,4	1,3	1,4	1,4	1,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,2	2,7	71,7
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.	16,3	23,3	21,8	1,4	1,3	1,4	1,4	1,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,2	2,7	71,7
Строительство в зоне действия ОАО ММТП																
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

Таблица 12.80. Состав группы проектов №3 для распределительных тепловых сетей

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	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-12/1 - ТК-13/1	Южная	ОАО Мурманская ТЭЦ	47,8	2016	2016	3,89	36,09	15,55
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 8	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	1,53	2016	2016	0,12	1,16	0,50
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 9	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	1,18	2016	2017	0,10	0,94	0,41
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 10	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	1,94	2017	2018	0,17	1,63	0,70
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 22	Южная	ОАО МЭС	1,38	2016	2016	0,11	1,04	0,45
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 23	Южная	ОАО МЭС	0,71	2016	2017	0,06	0,57	0,24
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 24	Южная	ОАО МЭС	0,51	2017	2018	0,04	0,43	0,18
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 25	Южная	ОАО МЭС	0,26	2018	2019	0,02	0,23	0,10
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 26	Южная	ОАО МЭС	0,23	2019	2020	0,02	0,21	0,09
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 27	Южная	ОАО МЭС	0,23	2020	2021	0,02	0,22	0,09
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 28	Южная	ОАО МЭС	0,23	2021	2022	0,02	0,23	0,10
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 29	Южная	ОАО МЭС	0,15	2022	2023	0,02	0,16	0,07
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 30	Южная	ОАО МЭС	0,61	2023	2024	0,07	0,66	0,28
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 34	Восточная	ОАО МЭС	2,88	2016	2017	0,23	2,29	0,99
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 35	Восточная	ОАО МЭС	2,04	2017	2018	0,17	1,71	0,74
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 36	Восточная	ОАО МЭС	0,37	2028	2029	0,05	0,47	0,20

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	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 41	Северная	ОАО МЭС	0,27	2016	2016	0,02	0,20	0,09
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 42	Северная	ОАО МЭС	0,02	2017	2018	0,00	0,02	0,01

Таблица 12.81. Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 в разрезе ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2016 - 2029
Реконструкция в зоне действия ОАО Мурманская ТЭЦ																
ПИР и ПСД	млн. руб.	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9
Оборудование	млн. руб.	36,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,1
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,5
Всего капитальные затраты	млн. руб.	55,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	55,5
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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.	55,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	55,5
Реконструкция в зоне действия ОАО МЭС																
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
Оборудование	млн. руб.	2,4	3,8	3,8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	12,2
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	1,0	1,6	1,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	5,2
Всего капитальные затраты	млн. руб.	4,1	5,8	5,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	18,7
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.	4,1	5,8	5,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	18,7
Реконструкция в зоне действия ОАО ММТП																
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

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2016 - 2029
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

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

Участки тепловых сетей системы теплоснабжения, которые обеспечивают поставку тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при выполнении условий надёжности теплоснабжения и их характеристики, приведены в таблице 12.82.

Таблица 12.82. 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 МТЭЦ
ТК-110/2 – ТК-112	100	400	400	1988	Подземная канальная	Задвижки в тепловой камере ТК-112 являются границей раздела между Восточной котельной и МТЭЦ
Тк 1 перемычка ВК и МТЭЦ - отв. гр-ца раздела ВК и МТЭЦ	120	600	600	1988	Подземная канальная	Задвижки на перемычке являются границей раздела между Восточной котельной и МТЭЦ

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

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

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

На сегодняшний день тепловой мощности Мурманской ТЭЦ недостаточно для покрытия нагрузки существующих потребителей тепловой энергии. Развитие города,

увеличение жилой и социальной застройки к 2029-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 МТЭЦ 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 2016 – 2029 гг.

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

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 таблице 12.83.

Таблица 12.83. Состав группы проектов №5

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без флятора, млн. руб	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ТК-244 - НС Северная Новая 1	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0,377	0,426	1	Канальная	0,1	2016	2016	0,01	0,05	0,02
НС Северная Новая 1 - ТК-244а	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0,377	0,426	576	Канальная	39,5	2016	2016	3,21	29,78	12,83
ТК-244а - ТК-244б	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0,377	0,426	140	Канальная	9,6	2016	2017	0,78	7,65	3,30
ТК-244б - ТК-244в	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0,377	0,426	15,25	Канальная	1,0	2016	2017	0,08	0,83	0,36
ТК-244в - ТК-244г	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0,325	0,426	34	Канальная	2,3	2016	2017	0,19	1,86	0,80
ТК-244г - ТК-244и	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0,325	0,426	40	Канальная	2,7	2017	2018	0,24	2,31	0,99
ТК-244и - СК-244м	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0,377	0,426	130	Канальная	8,9	2017	2018	0,76	7,50	3,23
СК-244м - отв. СК-244м	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0,377	0,426	19	Канальная	1,3	2017	2018	0,11	1,10	0,47
отв. СК-244м - узел за отв. СК-244м	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0,377	0,426	40	Канальная	2,7	2017	2018	0,24	2,31	0,99
ТК-22 - ТК-23	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,159	0,325	8,17	Канальная	0,5	2016	2016	0,04	0,39	0,17
ТК-23 - ТК-23а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,159	0,325	3,45	Канальная	0,2	2016	2016	0,02	0,16	0,07
ТК-23а - здв. ТК-23а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	12,49	Канальная	0,8	2016	2016	0,06	0,59	0,26
здв. ТК-23а - отв. ТК-23а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	6,42	Канальная	0,4	2016	2016	0,03	0,30	0,13
отв. ТК-23а - ТК-105	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	5,72	Канальная	0,4	2016	2016	0,03	0,27	0,12

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без лефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
TK-105 - TK-105a	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	91	Канальная	5,7	2016	2016	0,46	4,32	1,86
TK-105a - задвижка TK-34	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	34	Канальная	2,1	2016	2017	0,17	1,70	0,73
задвижка TK-34 - TK-34	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	1,16	Канальная	0,1	2016	2017	0,01	0,06	0,03
TK-34 - TK-33a	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	59	Канальная	3,7	2016	2017	0,30	2,96	1,27
TK-33a - задвижка TK-32	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	66	Канальная	4,1	2016	2017	0,34	3,31	1,43
задвижка TK-32 - TK-32	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	1,38	Канальная	0,1	2016	2017	0,01	0,07	0,03
TK-32 - TK-316	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,325	51	Канальная	3,2	2016	2017	0,26	2,56	1,10
TK-31 - TK-30	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,325	0,273	20	Канальная	1,0	2017	2018	0,09	0,88	0,38
TK-30 - задвижка TK-44a	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,325	0,273	57	Канальная	3,0	2017	2018	0,26	2,51	1,08
задвижка TK-44a - TK-44a	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,325	0,273	0,7	Канальная	0,0	2017	2018	0,00	0,03	0,01
TK-44a - задвижка 1 TK-44a	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,273	0,84	Канальная	0,0	2016	2016	0,00	0,03	0,01
задвижка 1 TK-44a - TK-45	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,273	109	Канальная	5,7	2016	2016	0,46	4,31	1,86
TK-45 - TK-46	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,273	42	Канальная	2,2	2016	2016	0,18	1,66	0,72
TK-46 - TK-47a	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,273	83	Канальная	4,3	2016	2017	0,35	3,47	1,49
TK-47a - TK-47	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,219	0,273	27	Канальная	1,4	2016	2017	0,11	1,13	0,49

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без лефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ТК-47 - ТК-9-2	Роста	ОАО МЭС	Строительство	0	0,219	133,09	Канальная	5,1	2017	2018	0,44	4,32	1,86
ТК-44а - ТК-44	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,325	0,219	57,97	Канальная	2,4	2017	2018	0,21	2,05	0,88
ТК-44 - задвижка ТК-11	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,273	0,219	15	Канальная	0,6	2017	2018	0,05	0,53	0,23
задвижка ТК-11 - ТК-11	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,273	0,219	0,5	Канальная	0,0	2017	2018	0,00	0,02	0,01
ТК-11 - ТК-10	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,426	0,219	118	Канальная	4,9	2017	2018	0,42	4,16	1,79
ТК-10 - ТК-9	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,426	0,219	34	Канальная	1,4	2017	2018	0,12	1,20	0,52
ТК-9 - ТК-8а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,426	0,219	71	Канальная	3,0	2017	2018	0,26	2,51	1,08
ТК-8а - ТК-8	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,426	0,108	50	Канальная	1,0	2017	2018	0,09	0,88	0,38
ТК-8 - ТК-7	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,426	0,108	97	Канальная	2,0	2017	2018	0,17	1,71	0,74
ТК-7 - ТК-5	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,426	0,108	70	Канальная	1,5	2017	2018	0,13	1,23	0,53
ТК-5 - задвижка ТК-3	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,426	0,108	52	Канальная	1,1	2017	2018	0,09	0,92	0,40
задвижка ТК-3 - ТК-3	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,426	0,108	1,08	Канальная	0,0	2017	2018	0,00	0,02	0,01
ТК-3 - ТК-6-2	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,529	0,076	184	Канальная	2,7	2017	2018	0,23	2,27	0,98
ТК-6-2 - ТК-6б-2	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0,529	0,076	110	Канальная	1,6	2017	2018	0,14	1,36	0,59

Таблица 12.84. Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2016 - 2029
Строительство и реконструкция в зоне действия ОАО Мурманская ТЭЦ																
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
Строительство и реконструкция в зоне действия ОАО МЭС																
ПИР и ПСД	млн. руб.	7,1	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2
Оборудование	млн. руб.	41,9	25,6	39,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	107,3
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	18,0	11,0	17,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	46,2
Всего капитальные затраты	млн. руб.	67,0	40,7	57,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	164,7
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.	67,0	40,7	57,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	164,7

5.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии, утверждаемыми уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти

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

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

Затраты на реализацию данных мероприятий учтены по соответствующим группам проектов.

Результаты оценки надежности теплоснабжения представлены в Главе 9 обосновывающих материалов «Оценка надёжности теплоснабжения».

5.6. Мероприятия, направленные на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей

Схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия, направленные на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей. К данной категории относятся:

- 1) Мероприятия по организации закрытой схемы ГВС;
- 2) Переоборудование теплопотребляющих установок потребителей при изменении режимов работы системы теплоснабжения.

Мероприятия по организации закрытой схемы ГВС в теплопотребляющих установках потребителей

В соответствии с п. 8 и 9 ст. 29 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«8. С 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) 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.

9. 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».

Таким образом, до 1 января 2022 г. следует произвести перевод потребителей, получающих тепловую энергию по открытой схеме ГВС, на закрытую схему ГВС.

Затраты на реализацию данного мероприятия следует разделить на 3 характерные группы:

1) Затраты, связанные с необходимостью реконструкции наружных тепловых сетей. Тепловыми сетями владеют на праве собственности или ином законом основании теплоснабжающие организации, следовательно, данная категория затрат будет относиться к теплоснабжающим организациям. Оценка финансовых потребностей по данной группе включена в Схему теплоснабжения г. Мурманска.

2) Затраты на реконструкцию индивидуальных тепловых пунктов потребителей, в т. ч. на установку теплообменных аппаратов системы ГВС. Определение источника финансирования данной категории затрат при разработке Схемы теплоснабжения не предусмотрено.

3) Затраты на реконструкцию наружных сетей холодного водоснабжения. Определение объемов и источника финансирования данной категории затрат при разработке Схемы теплоснабжения не предусмотрено.

Схема теплоснабжения определяет источники финансирования, сроки и стоимость реализации мероприятий по организации закрытой схемы ГВС, осуществляемых только теплоснабжающими организациями.

Для обеспечения реализации мероприятий по организации закрытой схемы ГВС в теплопотребляющих установках потребителей и на сетях холодного водоснабжения в ближайшей перспективе потребуется создание межведомственной программы, целями которой будут являться:

- 1) Установление порядка организации закрытой схемы ГВС;

- 2) Определение сроков реализации предложенных мероприятий;
- 3) Уточнение объемов требуемых инвестиций;
- 4) Определение источников финансирования по каждой группе затрат.

Переоборудование теплотребляющих установок потребителей при изменении режимов работы системы теплоснабжения

При разработке мероприятий по повышению качества и надежности теплоснабжения потребителей соблюдаются принципы минимизации затрат на реализацию мероприятий и минимизации операционных расходов в системе теплоснабжения (минимизация тарифных последствий) в течение расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения.

При условии реализации запланированных в Схеме теплоснабжения мероприятий происходит изменение режимов работы тепловых сетей, что влечет за собой необходимость изменения режимов работы теплотребляющих установок и конструктивных особенностей теплотребляющих установок. Величина финансовых потребностей, а также источники финансирования изменения конструкции теплотребляющих установок должны определяться на этапе проектирования.

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 2017 год, рассмотрены два наиболее вероятных сценария развития энергетики региона:

Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых на 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 12.85-86.

Таблица 12.85. Перспективные максимальные расходы основного (в эквиваленте условного топлива) топлива для сценария №1

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Мурманская ТЭЦ	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	284,4	287,8	264,3	268,4	268,4	224,9	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	136,7	140,4	133,3	120,7	114,6	108,0	107,9	107,7	107,5	107,4	107,2	107,1	106,9	106,7	106,6	
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	162,2	162,2	162,2	163,2	155,2	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	46130,0	46688,9	42877,2	43807,0	41659,6	34864,4	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6
Южная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	292,8	292,8	292,8	294,3	295,4	297,0	297,0	297,5	297,8	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	157,6	161,1	159,3	159,4	154,5	155,1	155,2	155,4	155,5	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	158,8	159,3	157,6	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	46483,0	46645,4	46132,2	46358,9	46532,2	46788,4	46784,3	46861,6	46913,1	46964,6	46964,6	46964,6	46964,6	46964,6	46964,6	46964,6
Восточная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	153,1	153,1	153,1	185,4	189,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	76,6	67,9	78,4	93,0	85,4	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,5
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	23707,5	23707,5	23707,5	28709,2	29390,5	36111,0	36111,0	36111,0	36111,0	36111,0	36111,0	36111,0	36111,0	36111,0	36111,0	36234,9
Котельная "Северная"	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	196,4	197,0	197,0	197,0	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	99,6	99,9	99,9	99,9	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	31013,3	31104,8	31104,8	31112,1	35459,6	35459,6	35459,6	35459,6	35459,6	35459,6	35459,6	35459,6	35459,6	35459,6	35459,6
Котельная "РОСТА"	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	27,54	27,54	27,54	27,54	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную										
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	17,9	17,7	17,7	17,7											
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	166,1	166,1	166,1	166,1											
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	4573,0	4573,0	4573,0	4573,0											
Котельная п. Абрам-Мыс (мазут, древесная щепа)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	3,4	3,4	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
	Мазут	тыс. ту.т	3,4	3,4	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Древесная щепа	тыс. ту.т	0,0	0,0	1,3	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
	Удельный расход условного топлива																
	Мазут	кгу.т/Гкал	209,0	209,0	209,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Древесная щепа	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1
	Максимальный часовой расход топлива																

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Мазут	кгу.т/ч	821,2	821,2	821,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Древесная щепа	кгу.т/ч	0,0	0,0	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3
Котельная ТЦ «Росляково Южная» (уголь, электричество)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	3,2	1,6	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Уголь	тыс. ту.т	3,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	тыс. ту.т	0,0	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Удельный расход условного топлива																
	Уголь	кгу.т/Гкал	433,8	433,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	кгу.т/Гкал	0,0	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3
	Максимальный часовой расход топлива																
	Уголь	кгу.т/ч	1123,6	1123,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	кгу.т/ч	0,0	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5
Котельная ТЦ «Росляково - 1» (мазут, уголь)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,092	19,092	19,092	19,092	19,092	19,092	19,985	20,878	21,771	22,664	23,557	23,557	23,557	23,557	23,557
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	18,7	18,7	18,7	14,4	14,4	14,4	14,8	15,2	15,7	16,1	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
	Мазут	тыс. ту.т	18,7	18,7	18,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	тыс. ту.т	0,0	0,0	0,0	14,4	14,4	14,4	14,8	15,2	15,7	16,1	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
	Удельный расход условного топлива																
	Мазут	кгу.т/Гкал	203,0	203,0	203,0	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	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
	Максимальный часовой расход топлива																
	Мазут	кгу.т/ч	3875,6	3875,6	3875,6	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	кгу.т/ч	0,0	0,0	0,0	3207,4	3207,4	3207,4	3357,4	3507,5	3657,5	3807,5	3957,5	3957,5	3957,5	3957,5	3957,5

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Котельная ММТП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
	Удельный расход условного топлива	кгу.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
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5
Котельная Завода ТБО	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,42	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	22,6	30,4	30,4	30,4	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
	Удельный расход условного топлива (мазут)	кгу.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
	Удельный расход условного топлива (ТБО)	кгу.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
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	2374,7	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2
Котельная п. Дровяное (дизель, электричество)	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
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Дизель	тыс. ту.т	0,5	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
	Электроэнергия	тыс. ту.т	0,0	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
	Удельный расход условного топлива																
	Дизель	кгу.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

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Электроэнергия	кгу.т/Гкал	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
	Максимальный часовой расход топлива																
	Дизель	кгу.т/ч	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3
	Электроэнергия	кгу.т/ч	0,0	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8
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
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8
Котельная ММРП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	16,550	16,550	16,550	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	15,2	15,0	14,9	10,3	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	155,5	155,5	155,4	155,4	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	2573,3	2573,3	2571,9	1603,3	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2
1 вариант																	
БМК Новосельская (топливо - СУГ)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч			1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т			0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал			154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч			180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2
БМК Фестивальная (топливо - СУГ)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч				4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т				2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал				154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч				680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2
2 вариант																	
БМК Новосельская (топливо - уголь)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч			1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т			0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал			225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч			263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3
БМК Фестивальная (топливо - уголь)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч				4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т				3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал				225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч				993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8

Таблица 12.86. Перспективные максимальные расходы основного (в эквиваленте условного топлива) топлива для сценария №2

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Мурманская ТЭЦ	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	284,4	287,8	264,3	268,4	268,4	224,9	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	136,7	140,4	133,3	120,7	114,6	108,0	107,9	107,7	107,5	107,4	107,2	107,1	106,9	106,7	106,6	
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	162,2	162,2	162,2	163,2	155,2	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	46130,0	46688,9	42877,2	43807,0	41659,6	34864,4	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6	34870,6
Восточная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	153,1	153,1	153,1	185,4	189,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0	
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	77,0	78,2	98,9	102,5	105,0	106,7	107,6	108,4	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	109,3	
	Мазут	тыс. ту.т	77	78,2	98,9	80,6	60,9	40,6	30,5	20,3	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,3	
	Уголь	тыс. ту.т	0	0	0	21,9	44,1	66,1	77,1	88,1	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	94	
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал																
	Мазут	кгу.т/Гкал	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	
	Уголь	кгу.т/Гкал	0	0	0	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	
	Максимальный часовой расход топлива																	
	Мазут	кгу.т/ч	23715,2	23715,2	23715,2	28718,5	29400,0	36122,7	36122,7	36122,7	36122,7	36122,7	36122,7	36122,7	36122,7	36122,7	36122,7	36246,6
	Уголь	кгу.т/ч	0,0	0,0	0,0	31147,2	31886,4	39177,6	39177,6	39177,6	39177,6	39177,6	39177,6	39177,6	39177,6	39177,6	39177,6	39312,0
Южная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	289,9	292,8	294,4	295,4	296,0	296,5	330,0	330,5	330,8	331,1	331,1	331,1	331,1	331,1	331,1	
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	155,5	154,8	155,5	156	156,3	156,5	171,9	178,1	178,2	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	
	Мазут	тыс. ту.т	155,5	154,8	155,5	156	156,3	156,5	100,8	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Уголь	тыс. ту.т	0	0	0	0	0	0	71,1	178,1	178,2	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал															
	Мазут	кгу.т/Гкал	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8
	Уголь	кгу.т/Гкал	0	0	0	0	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168
	Максимальный часовой расход топлива																
	Мазут	кгу.т/ч	46036,1	46496,6	46750,7	46909,5	47004,8	47084,2	52404,0	52483,4	52531,0	52578,7	52578,7	52578,7	52578,7	52578,7	52578,7
	Уголь	кгу.т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	49728,0	49812,0	55440,0	55524,0	55574,4	55624,8	55624,8	55624,8	55624,8	55624,8	55624,8
Котельная "Северная"	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	196,4	197	197	197	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	105,5	104,4	105,4	106,4	123,9	124,7	112,6	126,2	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0
	Мазут	тыс. ту.т	105,5	104,4	88,7	73,1	66,2	54,2	42,2	30,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
	Уголь	тыс. ту.т	0	0	16,7	33,3	57,7	70,5	70,5	96,1	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9
	Удельный расход условного топлива																
	Мазут	кгу.т/Гкал	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9
	Уголь	кгу.т/Гкал	0	0	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168
	Максимальный часовой расход топлива																
	Мазут	кгу.т/ч	31011,6	31106,3	31106,3	31106,3	35464,3	35464,3	35464,3	35464,3	35464,3	35464,3	35464,3	35464,3	35464,3	35464,3	35464,3
	Уголь	кгу.т/ч	0,0	0,0	33096,0	33096,0	37732,8	37732,8	37732,8	37732,8	37732,8	37732,8	37732,8	37732,8	37732,8	37732,8	37732,8
Котельная "РОСТа"	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	27,54	27,54	27,54	27,54	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную										
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	17,9	17,7	17,7	17,7											
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	166,1	166,1	166,1	166,1											

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	4573,0	4573,0	4573,0	4573,0											
Котельная п. Абрам-Мыс (мазут, древесная щепа)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	3,4	3,4	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
	Мазут	тыс. ту.т	3,4	3,4	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Древесная щепа	тыс. ту.т	0,0	0,0	1,3	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
	Удельный расход условного топлива																
	Мазут	кгу.т/Гкал	209,0	209,0	209,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Древесная щепа	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1
	Максимальный часовой расход топлива																
	Мазут	кгу.т/ч	821,2	821,2	821,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Древесная щепа	кгу.т/ч	0,0	0,0	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3	723,3
Котельная ТЦ «Росляково Южная» (уголь, электричество)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	3,2	1,6	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Уголь	тыс. ту.т	3,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	тыс. ту.т	0,0	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Удельный расход условного топлива																
	Уголь	кгу.т/Гкал	433,8	433,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кгу.т/Гкал	0,0	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Максимальный часовой расход топлива																
	Уголь	кгу.т/ч	1123,6	1123,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электроэнергия	кгу.т/ч	0,0	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5	394,5
Котельная ТЦ «Росляково - 1» (мазут, уголь)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,092	19,092	19,092	19,092	19,092	19,092	19,985	20,878	21,771	22,664	23,557	23,557	23,557	23,557	23,557
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	18,7	18,7	18,7	14,4	14,4	14,4	14,8	15,2	15,7	16,1	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
	Мазут	тыс. ту.т	18,7	18,7	18,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Уголь	тыс. ту.т	0,0	0,0	0,0	14,4	14,4	14,4	14,8	15,2	15,7	16,1	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
	Удельный расход условного топлива																
	Мазут	кгу.т/Гкал	203,0	203,0	203,0	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	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
	Максимальный часовой расход топлива																
	Мазут	кгу.т/ч	3875,6	3875,6	3875,6	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	кгу.т/ч	0,0	0,0	0,0	3207,4	3207,4	3207,4	3357,4	3507,5	3657,5	3807,5	3957,5	3957,5	3957,5	3957,5	3957,5
Котельная ММТП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
	Удельный расход условного топлива	кгу.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
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5	2517,5
Котельная Завода ТБО	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,42	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,66
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	22,6	30,4	30,4	30,4	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
	Удельный расход условного топлива (мазут)	кгу.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	
	Удельный расход условного топлива (ТБО)	кгу.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	
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	2374,7	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3799,2	3797,6
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. ту.т	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8
Котельная п. Дровяное (дизель, электричество)	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. ту.т	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Дизель	тыс. ту.т	0,5	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
	Электроэнергия	тыс. ту.т	0,0	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
	Удельный расход условного топлива																	
	Дизель	кгу.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	кгу.т/Гкал	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	144,0
	Максимальный часовой расход топлива																	

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Дизель	кгу.т/ч	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3	143,3
	Электроэнергия	кгу.т/ч	0,0	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8
Котельная ММРП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	16,550	16,550	16,550	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317	10,317
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	15,2	15,0	14,9	10,3	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	155,5	155,5	155,4	155,4	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	2573,3	2573,3	2571,9	1603,3	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2	1599,2
Вариант 1																	
БМК Новосельская (топливо - СУГ)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	-	-	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	-	-	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	-	-	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2
БМК Фестивальная (топливо - СУГ)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	-	-	-	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394	2,394
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	-	-	-	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	-	-	-	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2	680,2
Вариант 2																	

Источник	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
БМК Новосельская (топливо - уголь)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	-	-	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	-	-	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	-	-	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3
БМК Фестивальная (топливо - уголь)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417
	Годовой расход топлива	тыс. ту.т	-	-	-	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498	3,498
	Удельный расход условного топлива	кгу.т/Гкал	-	-	-	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
	Максимальный часовой расход топлива	кгу.т/ч	-	-	-	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8

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 12.87 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2015 – 2029 гг.

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

Таблица 12.87. Нормативные запасы аварийных видов топлива

Источник	Вид топлива	ННЗТ, тыс. тонн			
		2015	2019	2024	2029
Котельная п.Дровяное	дизель	0,018	0,018	0,018	0,018
Котельная п. Абрам-Мыс	мазут	0,208	-	-	-
	древесная щепа	-	0,698	0,698	0,698
Котельная ТЦ «Росляково -1»	мазут	1,485			
	уголь	-	0,940	1,072	1,159
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	уголь	0,235	-	-	-
БМК Новосельская (вариант 1)	СУГ	0,023	0,023	0,023	0,023
БМК Фестивальная (вариант 1)	СУГ	0,087	0,087	0,087	0,087
БМК Новосельская (вариант 2)	уголь	0,078	0,078	0,078	0,078
БМК Фестивальная (вариант 2)	уголь	0,296	0,296	0,296	0,296

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 к схеме теплоснабжения МО г. Мурманск на период с 2014 по 2029 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 2014 по 2029 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 12.88.

Таблица 12.88. Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, млн. руб.

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 007	Не определен	Итого по г. Мурманску
	Сценарий 1												
11	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения	552,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	118,42	0,00	0,00	670,65

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 007	Не определен	Итого по г. Мурманску
	эффективности работы												
13	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования	273,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	273,39
14	реконструкция действующих котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	реконструкция действующих котельных для повышения эффективности работы	0,00	0,00	0,00	1,39	127,71	0,00	20,81	0,00	606,07	420,04	115,56	1291,57
16	реконструкция действующих котельных в связи	963,87	0,00	37,83	0,00	0,00	0,00	0,00	6,14	0,00	0,00	0,00	1007,84

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 007	Не определен	Итого по г. Мурманску
	с физическим износом оборудования												
17	Новое строительство для обеспечения существующих потребителей	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Итого по источникам тепловой энергии. Сценарий 1	1789,48	0,00	37,83	1,39	127,71	0,00	20,81	6,14	724,49	420,04	115,56	3243,44
	Сценарий 2												
11	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	реконструкция действующих	552,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	552,23

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 007	Не определен	Итого по г. Мурманску
	источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы												
13	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования	95,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	95,52
14	реконструкция действующих котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 007	Не определен	Итого по г. Мурманску
15	реконструкция действующих котельных для повышения эффективности работы	9055,32	0,00	0,00	1,39	127,71	0,00	21,44	0,00	3172,56	420,04	31,93	12830,38
16	реконструкция действующих котельных в связи с физическим износом оборудования	0,00	0,00	37,83	0,00	0,00	0,00	0,00	6,14	0,00	0,00	0,00	43,97
17	Новое строительство для обеспечения существующих потребителей	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Итого по источникам тепловой энергии. Сценарий 2	9703,07	0,00	37,83	1,39	127,71	0,00	21,44	6,14	3172,56	420,04	31,93	13522,09

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 2014 по 2029 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», суммарно по всем группам проектов - в таблице 12.89.

Таблица 12.89. Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 007	Не определен	Итого по г. Мурманску
	Тепловые сети												
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)	870,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	870,52
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	0,00	45,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,94	0,00	0,00	47,28

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 007	Не определен	Итого по г. Мурманску
3	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	55,33	19,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	75,40
4	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	182,04	0,00	0,00	182,04

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 007	Не определен	Итого по г. Мурманску
	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												
	необходимый объем финансирования группы проектов № 6	5476,04	4411,06	0,00	0,00	78,17	0,00	93,46	239,02	3775,44	0,00	0,00	14073,19
	объем финансирования группы проектов № 6 за счет статьи затрат "Аренда / амортизация производственного оборудования" в тарифе на тепловую энергию	1190,58	792,49	0,00	0,00	7,90	0,00	33,18	13,79	589,95	0,00	0,00	2627,89

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 007	Не определен	Итого по г. Мурманску
7	Строительство и реконструкция насосных станций	44,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,82	0,00	0,00	162,01
8	Организация закрытой схемы ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Итого по тепловым сетям с учетом реализации группы проектов № 6 в полном объеме	6446,09	4476,11	0,00	0,00	78,17	0,00	93,46	239,02	4077,58	0,00	0,00	15410,43
	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	2160,63	857,54	0,00	0,00	7,90	0,00	33,18	13,79	892,09	0,00	0,00	3965,13

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.

Зоны действия МТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной завода ТО ТБО являются технологически связанными и образуют единую систему

теплоснабжения. Зоны действия котельной Северная и котельной Роста также являются технологически связанными и образуют единую систему теплоснабжения.

Таким образом, учитывая понятие «системы теплоснабжения», представленное в ст.2 ФЗ-190, и наличие технологических связей между зонами действия перечисленных источников тепловой энергии, согласно ПП РФ №808 от 08.08.2012 г. для них предусматривается установление двух зон деятельности ЕТО, границы одной из которых определяются внешними границами зон действия МТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной и котельной завода ТО ТБО, другой - внешними границами зон действия котельной Северная, котельной Роста.

Остальные котельные, функционирующие на территории г. Мурманска, и тепловые сети от них образуют изолированные системы теплоснабжения, технологически не связанные между собой. Границы систем теплоснабжения, образованных на базе котельной п. Абрам-мыс, угольной котельной п. Дровяное, дизельной котельной п. Дровяное, котельной ММРП, котельной ММТП, соответствуют границам зон действия источников тепловой энергии. Описание зон действия источников тепловой энергии, функционирующих на территории г. Мурманска, представлены в п. 4 Главы 1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Остальные котельные, функционирующие на территории г. Мурманска, и тепловые сети от них образуют изолированные системы теплоснабжения, технологически не связанные между собой. Границы систем теплоснабжения, образованных на базе котельной п. Абрам-мыс, угольной котельной п. Дровяное, дизельной котельной п. Дровяное, котельной ММРП, котельной ММТП, котельной ТЦ «Росляково-1», котельной ТЦ «Росляково южная» и котельной филиала ОАО «Славянка» соответствуют границам зон действия источников тепловой энергии. Описание зон действия источников тепловой энергии, функционирующих на территории г. Мурманска, представлены в п. 4 Главы 1 обосновывающих материалов к актуализированной схеме теплоснабжения.

Учитывая, что дизельная и угольная котельные п. Дровяное находятся на балансе МУП «МУК», считается целесообразным объединить системы теплоснабжения, образованные на базе данных котельных, в одну зону деятельности ЕТО.

Учитывая изложенное выше, на территории г. Мурманска предлагается выделить 8 зон деятельности ЕТО, в том числе:

- Зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе МТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной завода ГО 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.
- Зона деятельности ЕТО № 007, образованная на базе котельной ТЦ «Росляково-1», котельной ТЦ «Росляково южная».
- Зона деятельности ЕТО № 008, образованная на базе котельной ОАО «Славянка».

Реестр существующих изолированных, технологически не связанных систем теплоснабжения, действующих на территории г. Мурманска, представлен в таблице 12.90.

Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска представлен в таблице 12.91.

Таблица 12.90. Реестр существующих изолированных, технологически не связанных систем теплоснабжения, действующих на территории г. Мурманска

Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения	Эксплуатирующая организация, балансовая принадлежность	
	Источник	Тепловые сети
Система теплоснабжения, образованная на базе МТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной Завода ТО ТБО	ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"	ОАО "МЭС", ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"
Система теплоснабжения, образованная на базе котельной п. Абрам-мыс	ОАО "МЭС"	ОАО "МЭС"
Система теплоснабжения, образованная на базе угольной котельной п. Дровяное	МУП "МУК"	МУП "МУК", муниципальные тепловые сети
Система теплоснабжения, образованная на базе дизельной котельной п. Дровяное	МУП "МУК"	МУП "МУК"
Система теплоснабжения, образованная на базе котельной ММРП	ОАО "ММРП"	ОАО "ММРП", ОАО "МЭС"
Система теплоснабжения, образованная на базе котельной ММТП	ОАО "ММТП"	ОАО "ММТП"
Система теплоснабжения, образованная на базе котельной Северная, котельной Роста	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»
Котельная ТЦ «Росляково-1»	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»
Котельная ТЦ «Росляково южная»	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»
Котельная ОАО «Славянка»	АО «ГУ «ЖКХ»	АО «ГУ «ЖКХ»

Таблица 12.91. 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	ОАО "МЭС", ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"	ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"	ОАО "МЭС", ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"
002	Угольная котельная п. Дровяное, дизельная котельная п. Дровяное	МУП "МУК"	МУП "МУК"	МУП "МУК"
003	Котельная п. Абрам-мыс	ОАО "МЭС"	ОАО "МЭС"	ОАО "МЭС"
004	Котельная ММРП	ОАО "ММРП", ОАО "МЭС"	ОАО "ММРП"	ОАО "ММРП", ОАО "МЭС"
005	Котельная ММТП	ОАО "ММТП"	ОАО "ММТП"	ОАО "ММТП"
006	Котельная Северная, котельная Роста	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»
007	Котельная ТЦ «Росляково-1», котельная ТЦ «Росляково южная»	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»
008	Котельная ОАО «Славянка»	АО «ГУ «ЖКХ»	АО «ГУ «ЖКХ»	АО «ГУ «ЖКХ»

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 12.92.

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.

Таблица 12.92. Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период	Организация, предлагаемая в качестве ЕТО	Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО
001	МТЭЦ, Южная котельная, Восточная котельная, котельная Завода ТО ТБО	ОАО "МЭС", ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО", ОАО "МЭК", ОАО "РЭУ"	ОАО "МТЭЦ"	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	ОАО "МЭС", ОАО "МЭК"	ОАО "МЭС"	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне и тепловыми сетями с наибольшей емкостью
004	Котельная ММРП	ОАО "ММРП", ОАО "МЭС"	ОАО "ММРП"	Владение на праве собственности единственным источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне и тепловыми сетями с наибольшей емкостью
005	Котельная ММТП	ОАО "ММТП"	ОАО "ММТП"	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
006	Котельная Северная, котельная Роста	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»	Владение на праве аренды двумя источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
007	Котельная ТЦ «Росляково-1», котельная ТЦ «Росляково южная»	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»	Владение на праве аренды двумя источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
008	Котельная ОАО «Славянка»	АО «ГУ «ЖКХ»	АО «ГУ «ЖКХ»	Владение на праве аренды источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории городского округа организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - официальный сайт).

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с пунктами 7 - 10 ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г

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».

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 2014 по 2029 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 2010 по 2029 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 12.93.

Таблица 12.93. 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-122б до ТК-123в)	наружная сеть отопления		
6	от ТК-122б до ТК 122в на ст. Комсомольск-Промышленная (территория овощехранилища (ул. Свердлова)	участок теплосети		

№ п/п	Адрес объекта	Наименование	Единицы измерения	Кол-во
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