



**Актуализация на 2018 год
Схемы теплоснабжения
муниципального образования город Мурманск
с 2014 по 2029 годы**

Обосновывающие материалы

Том шестой

**Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и
техническому перевооружению источников тепловой
энергии**

г. Санкт-Петербург

2016 год



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А. Кикоть

«___» _____ 2016 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике
администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

«___» _____ 2016 г.

**Актуализация на 2018 год
Схемы теплоснабжения
муниципального образования город Мурманск
с 2014 по 2029 годы**

Обосновывающие материалы

Том шестой

**Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и
техническому перевооружению источников тепловой
энергии**

г. Санкт-Петербург

2016 год



СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

- | | |
|----------|---|
| Глава 1 | "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"; |
| Глава 2 | "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"; |
| Глава 3 | "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа"; |
| Глава 4 | "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки"; |
| Глава 5 | "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах"; |
| Глава 6 | "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии"; |
| Глава 7 | "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них"; |
| Глава 8 | "Перспективные топливные балансы"; |
| Глава 9 | "Оценка надежности теплоснабжения"; |
| Глава 10 | "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение"; |
| Глава 11 | "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации". |

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1. СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ ...	11
1.1. Сценарий 1: Отсутствие газификации и сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых источников на твердом топливе	12
1.2. Сценарий 2: Отсутствие газификации и переход энергетики Мурманска на твердое топливо и электроэнергию	12
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ	13
2.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения	13
2.2. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	17
3. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	19
3.1. Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года	19
3.2. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы	29
4. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	38
4.1. Анализ эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ	39
4.2. Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ	43
4.3. Мероприятия для Восточной котельной	49
4.4. Мероприятия для Южной котельной	54
5. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КОМБИНИРОВАННОМ ЦИКЛЕ НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	60
6. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ	60
7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОДА В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ ПО ОТНОШЕНИЮ К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ...	68
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАСШИРЕНИЮ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	68
9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И (ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ	68
9.1. Котельная «РОСТА»	68

9.2.	Котельная Северная и Восточная по 2 сценарию	73
9.3.	Котельная АО Мурманский морской рыбный порт	73
10.	ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ ЗАСТРОЙКИ ПОСЕЛЕНИЯ МАЛОЭТАЖНЫМИ ЖИЛЫМИ ЗДАНИЯМИ	74
10.1.	Система теплоснабжения зоны ЦТП Новосельская	75
11.	ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....	77
12.	ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ НА КОТЕЛЬНЫХ, НЕ ВОШЕДШИХ В ПРЕДЫДУЩИЕ ГРУППЫ.....	78
12.1.	Строительство угольной котельной Северная-Восточная (только для 2 сценария)	78
12.2.	Дизельная котельная п. Дровяное МУП «Мурманская управляющая компания»	82
12.3.	Угольная котельная п. Дровяное МУП «Мурманская управляющая компания»	89
12.4.	Котельная п. Абрам-Мыс АО «Мурманэнергосбыт»	92
12.5.	Котельная завода ТО ТБО	99
12.6.	Котельная ПАО Мурманский морской торговый порт	101
12.7.	Котельная БМК взамен ЦТП на ул. Фестивальная.....	103
12.8.	Котельная ТЦ п. Росляково - 1	108
12.9.	Угольная котельная ТЦ Росляково Южная	111
13.	ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА И ЕЖЕГОДНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	114
14.	РАСЧЕТ РАДИУСОВ ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ) В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ОПРЕДЕЛИТЬ УСЛОВИЯ, ПРИ КОТОРЫХ ПОДКЛЮЧЕНИЕ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК К СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НЕЦЕЛЕСООБРАЗНО ВСЛЕДСТВИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ СОВОКУПНЫХ РАСХОДОВ В УКАЗАННОЙ СИСТЕМЕ	122
15.	СВОДНАЯ ОЦЕНКА НЕОБХОДИМЫХ ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ	124

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями

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

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	АСКУТЭ	Автоматическая система контроля и учета тепловой энергии
2	АСКУЭ	Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
3	АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
4	БМК	Блочно-модульная котельная
5	ВК	Ведомственная котельная
6	ВПУ	Водоподготовительная установка
7	ГВС	Горячее водоснабжение
8	ГТУ	Газотурбинная установка
9	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
10	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
11	ИП	Инвестиционная программа
12	ИС	Инвестиционная составляющая
13	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
14	КИП	Комплексный инвестиционный проект модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на 2015-2030 годы
15	КРП	Квартальный распределительный пункт
16	МК, КМ	Муниципальная котельная
17	ММРП	Мурманский морской рыбный порт
18	ММТП	Мурманский морской торговый порт
19	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
20	НВВ	Необходимая валовая выручка
21	НДС	Налог на добавленную стоимость
22	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
23	НС	Насосная станция
24	НТД	Нормативная техническая документация
25	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
26	ОВ	Отопление и вентиляция
27	ОВК	Отопительно-водогрейная котельная
28	ОДЗ	Общественно-деловая застройка
29	ОДС	Оперативная диспетчерская служба
30	ОИК	Оперативный информационный комплекс
31	ОКК	Организация коммунального комплекса
32	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
33	ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
34	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
35	ПГУ	Парогазовая установка
36	ПИР	Проектные и изыскательские работы
37	ПНС	Повысительно-насосная станция
38	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
39	ППМ	Пенополиминерал
40	ППУ	Пенополиуретан
41	ПСД	Проектно-сметная документация
42	РЭК	Региональная энергетическая комиссия

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

ВВЕДЕНИЕ

Основой для разработки, актуализации и реализации схемы теплоснабжения городского округа г. Мурманск до 2029 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

Мурманск — крупнейший в мире город, расположенный за Северным полярным кругом, в зоне распространения многолетней мерзлоты. В городе проживает 301,6 тыс. человек, что составляет 43% населения области. С 1 января 2015 года, во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 01.09.2014 №603, в состав города Мурманска вошел жилой район Росляково, который ранее входил в состав ЗАТО Североморск как поселок городского типа. Численность мкр. Росляково составляет 8,9 тыс.чел.

Город вытянулся более чем на 20 километров вдоль скалистого побережья Кольского залива, в 50 километрах от выхода в открытое море. Мурманск находится в 1967 километрах к северу от Москвы и в 1448 километрах к северу от Санкт-Петербурга. В 16 км к северу от города расположено закрытое административно-территориальное образование (ЗАТО) город Североморск, база Северного флота. Между Североморском и Мурманском имеется несколько посёлков-спутников (Сафоново, Сафоново-1), которые относятся к ЗАТО. Ближайший сосед с юга — город Кола. Мурманск, расширяясь, уже достиг южными микрорайонами окраин этого города. С запада и востока город окружают лесные массивы.

Город расположен на 3 морских террасах. На его территории очень сильны перепады высот. Самая высокая точка города — безымянная сопка на окраине высотой 305,9 метров. Самая низкая точка в городе - берег Кольского залива совпадает с уровнем моря.

Следуя природным особенностям территории, планировочная структура города носит дисперсный характер. Город амфитеатром расположен на естественных террасах и достаточно четко делится естественными преградами (Зеленым мысом и озером Семеновское, горой Горелой и озером Ледовое) на три планировочных района: Северный, Центральный и Южный. Эти районы в основном совпадают с территориями административных округов города, соответственно Ленинским, Октябрьским и Первомайским.

Город Мурманск расположен в довольно суровой по климатическим условиям субарктической зоне. Но за счет влияния теплого Нордкапского течения, являющегося продолжением Гольфстрима, климат его характеризуется продолжительной относительно мягкой зимой, прохладным сырым летом, высокой влажностью воздуха, большой облачностью и муссонными ветрами.

Климатические параметры:

Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 39°C;

Абсолютная максимальная температура воздуха - 33°C;

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 30°C;

Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца – 17,4°C;

Продолжительность отопительного периода – 275 суток.

Мурманск является крупным морским транспортным узлом и рыбопромышленным центром Северо-Запада России, что обусловлено особенностями его экономико-географического положения.

Основными отраслями экономики Мурманска являются рыболовство и рыбопереработка, морской транспорт, судоремонт, морские, железнодорожные и автомобильные перевозки, металлообработка, пищевая промышленность, морская геология, геологоразведочные работы на шельфе арктических морей. Основные виды выпускаемой в городе продукции включают изделия из рыбы, консервы, металлоизделия, промысловое оборудование, тару и упаковочный материал.

В городе базируется мощный транспортный флот, в т.ч. танкерный и единственный в России крупнейший в мире мощный атомный ледокольный флот, обеспечивающий круглогодичную навигацию в Арктике; уникальный в европейской части России возможностью принимать в порту суда водоизмещением более 200 тысяч тонн.

1. Сценарные условия развития энергетики Мурманской области

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии расположенных на территории города Мурманска, в первую очередь определяются перспективными условиями развития энергетики Мурманской области в целом.

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

1. Указание Президента Российской Федерации от 30 октября 2012 г. №Пр-2925 о поддержке обращения Губернатора Мурманской области М.В. Ковтун;
2. Соглашение о сотрудничестве между Правительством Мурманской области и ОАО «Газпром» от 10.11.2005 г. в редакции Дополнительного соглашения от 12.07.2010 г. №1 (о бессрочности);
3. Договор о сотрудничестве ОАО «Газпром» и Правительства Мурманской области в 2010-2015 гг. от 15.10.2009 г.

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

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

1. Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых на 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).

1.1.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 мазуте и угле и перевод части застройки на индивидуальное электроотопление.

1.2.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.

2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

2.1.Определение условий организации централизованного теплоснабжения

Условия организации централизованного теплоснабжения определяются Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». Согласно данному постановлению, за теплоснабжение потребителей в каждом муниципалитете отвечает единая теплоснабжающая организация (далее ЕТО), которая утверждается органом местного самоуправления. Предложения по выбору ЕТО в административных границах Мурманска представлены в книге 12 Обосновывающих Материалов «Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации».

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии с п.7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 N 83 (ред. от 23.08.2014) "Об утверждении Правил определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения и Правил подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения" организация, осуществляющая эксплуатацию сетей инженерно-технического обеспечения, в которую должен быть направлен запрос о получении технических условий на присоединение к тепловым

сетям или информации о плате за подключение, определяется органом местного самоуправления на основании схем существующего и планируемого размещения объектов капитального строительства в области теплоснабжения, схемы теплоснабжения г. Мурманска (Глава 8 - согласно зонам деятельности единых теплоснабжающих организаций; Глава 1, приложение Л – согласно зонам действия источников тепловой энергии), а также с учетом инвестиционных программ указанной организации.

Технические условия на присоединение к тепловым сетям или информация о плате за подключение выдаются едиными теплоснабжающими организациями (ЕТО) или организациями, владеющими источниками тепловой энергии на праве собственности или ином законном основании, в пределах зоны их действия, определенными схемой теплоснабжения (Глава 8 - согласно зонам деятельности единых теплоснабжающих организаций; Глава 1, приложение Л – согласно зонам действия источников тепловой энергии). В соответствии с п.14 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 N 83 (ред. от 23.08.2014) "Об утверждении Правил определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения и Правил подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения" в целях подтверждения наличия резервов пропускной способности сетей инженерно-технического обеспечения, обеспечивающих передачу необходимого объема ресурса, и (или) резерва мощности по производству соответствующего ресурса ЕТО или организация, владеющая источниками тепловой энергии на праве собственности или ином законном основании, получившая запрос о выдаче технических условий, согласовывает технические условия с организациями, владеющими технологически связанными сетями инженерно-технического обеспечения и (или) объектами по производству данного ресурса.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора,

устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки

и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки, актуализации и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей

организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое присоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

2.2.Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

- Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
- Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;
- Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
- Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
- Любых объектов при отсутствии экономической целесообразности подключения к централизованной системе теплоснабжения;

➤ Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

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

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения».

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления (при условии согласования с газоснабжающей организацией). В соответствии с п. 1 СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе»: «Использование поквартирных систем теплоснабжения с теплогенераторами на газовом топливе для жилых зданий высотой более 28 м (11 этажей и более) допускается по согласованию с территориальными органами Управления Пожарной Охраны МЧС России».

3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Согласно методическим рекомендациям по разработке схемы теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Общий сценарий развития электроэнергетики России был спрогнозирован в 2011 году Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ в работе «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года».

Территория города, входящая в состав ОЭС Северо-Запада, включена в Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы, утверждённую приказом Министерства энергетики РФ от 19 июня 2013 года № 309.

Необходимость или возможность строительства нового источника теплоснабжения с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок может быть определена исходя из анализа существующих документов, определяющих перспективу развития электроэнергетики.

3.1. Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года

Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2013 года в 2011 году разработаны ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по поручению Минэнерго России.

В сценарных условиях отражены ключевые направления и наиболее приоритетные параметры развития электроэнергетики страны до 2030 года. Реперными точками сценарных условий являются: 2015, 2020, 2025 годы. Отсчетным был принят 2010 год.

Целевые ориентиры сценарных условий соответствуют базовому варианту развития Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года, одобренной правительством Российской Федерации.

Прогноз электропотребления и среднегодовые темпы прироста на перспективу по стране в целом, и в частности по Объединенной энергосистеме Северо-Запада, до 2030 года представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 Прогноз электропотребления и среднегодовые темпы прироста по России и ОЭС Северо-Запада

Энергосистема	2009 год	2010 год	2011 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
РОССИЯ (централизованное электропотребление), млрд. кВт*ч	958,0	1000,5	1017,6	1143,8	1260,6	1389,2	1521,2
годовой темп прироста, %	-4,35	4,44	1,7	2,71	1,96	1,96	1,83
ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт*ч	88,8	92,7	94,0	102,6	116,8	128,3	140,2
годовой темп прироста, %	-2,73	4,4	1,38	2,05	2,63	1,89	1,79

Таким образом, среднегодовой темп прироста электропотребления по России в целом до 2030 года составит 2,12% в год. В тоже время, по ОЭС Северо-Запада данный показатель составит 2,09%.

Основным фактором, определяющим величину потребности в установленной мощности, является годовой максимум нагрузки (потребляемая мощность).

В 2010 году максимум нагрузки в зоне централизованного электроснабжения Единой энергосистемы России составил 152,4 ГВт. В этот же период максимум нагрузки в ОЭС Северо-Запада составил 14,7 ГВт.

Величина максимума нагрузки в ЛЭС Северо-Запада в 2015 году оценивается в размере 16,3 ГВт, что на 1,6 ГВт выше отчетного уровня 2010 года.

Значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и Объединенной энергосистеме Северо-Запада на период 2015-2020-2025-2030 годы приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 Значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и Объединенной энергосистеме Северо-Запада

Энергосистема	2010 год отчет	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Централизованная зона ЕЭС России, ГВт	152,4	176,7	193,8	212,6	232,2
ОЭС Северо-Запада, ГВт	14,7	16,3	18,2	19,8	21,7

Сценарными условиями развития электроэнергетики даны рекомендации по демонтажу оборудования ТЭС на период 2011-2030 годы. В таблице 6.3 приведены рекомендации по демонтажу мощностей в ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада.

Таблица 6.3 Рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования ТЭС на 2011-2030 годы, млн. кВт

Наименование ОЭС	2011 - 2015 годы	2016 - 2020 годы	2021 - 2025 годы	2026 - 2030 годы	2011 - 2030 годы
Централизованная зона России - всего, в том числе:	5,15	5,69	21,59	18,44	50,88
теплофикационные	3,83	3,24	8,41	6,65	22,13
паросиловые	3,82	3,24	8,41	6,64	22,11
240 ата	0,00	0,00	1,00	1,50	2,50
130 ата	1,48	1,45	1,22	0,44	4,85
90 ата	1,74	1,45	1,22	0,44	4,85
45 ата и ниже	0,60	0,32	0,52	0,05	1,48
ГТУ	0,01	0,00	0,00	0,01	0,02
конденсационные	1,32	2,46	13,18	11,80	28,75
паросиловые	1,12	2,41	13,15	11,63	28,30
240 ата и выше	0,26	0,00	7,00	8,30	15,56
130 ата	0,40	1,67	5,39	3,23	10,69
90 ата	0,33	0,73	0,75	0,10	1,91
45 ата и ниже	0,12	0,00	0,10	0,00	0,13
ПГУ	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
ГТУ	0,06	0,05	0,00	0,00	0,11
дизельные	0,15	0,00	0,03	0,00	0,18
ОЭС Северо-Запада	0,53	0,48	1,38	1,78	4,18
теплофикационные	0,44	0,43	0,40	0,97	2,25
паросиловые	0,44	0,43	0,40	0,97	2,25
240 ата	0,00	0,00	0,00	0,50	0,50
130 ата	0,30	0,21	0,23	0,47	1,20
90 ата	0,14	0,16	0,15	0,00	0,45
45 ата и ниже	0,00	0,06	0,03	0,00	0,08
конденсационные	0,09	0,06	0,98	0,81	1,93
паросиловые	0,09	0,06	0,97	0,81	1,92
240 ата и выше	0,00	0,00	0,60	0,60	1,20
130 ата	0,00	0,00	0,00	0,21	0,21
90 ата	0,08	0,06	0,37	0,00	0,50
45 ата и ниже	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01

Суммарный вывод генерирующих мощностей по ЕЭС России до 2030 года оценивается в 50,88 ГВт, из них на ОЭС Северо-Запада приходится 4,18 ГВт, что соответствует 8,2% от общего вывода генерирующих мощностей.

На рисунке 6.1 графически представлено соотношение вывода теплофикационных и конденсационных мощностей.

Структура рекомендуемого вывода паросиловых мощностей ОЭС Северо-Запада на 2011-2030 годы, млн. кВт

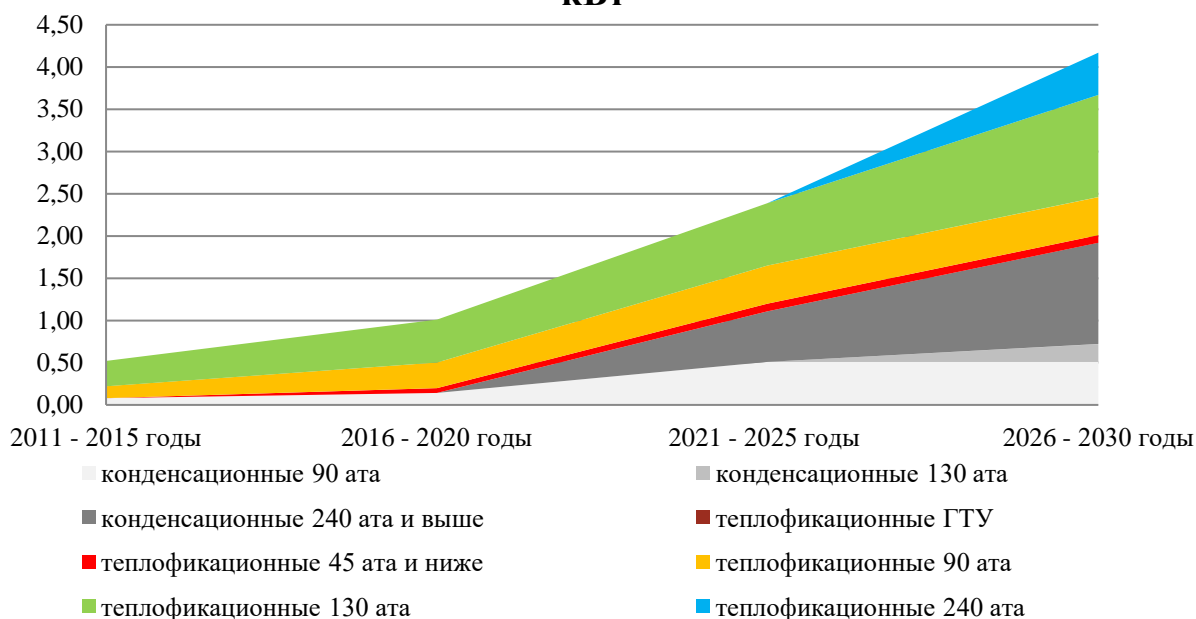


Рисунок 6.1 - Структура вывода мощностей ПСУ ОЭС

Соотношение вывода теплофикационных и конденсационных мощностей составляет 53,8% и 46,2% соответственно. Однако основной объем вывода конденсационных мощностей приходится на 2021-2030 годы, тогда как вывод теплофикационных мощностей с 2011 года ежегодно увеличивается.

Наибольший объем вывода теплофикационных мощностей приходится на турбины давлением 130 ата. Объем вывода таких турбин запланирован на уровне 1,2 ГВт до 2030 года, что составляет 28,7% от общего вывода мощностей ОЭС Северо-Запада.

Суммарный объем вводов генерирующих мощностей по ЕЭС России в период 2011 – 2030 годы, рекомендуемый сценарными условиями развития электроэнергетики, составляет 158,4 ГВт, в том числе на АЭС – 40,3 ГВт, ГЭС-ГАЭС – 12,1 ГВт, ТЭС-100 ГВт и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – 5,1 ГВт.

В таблице 6.4 представлены сводные данные о рекомендуемых сценарными условиями развития электроэнергетики объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы по типам электростанций по ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада.

Таблица 6.4 Сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы, ГВт

Тип электростанций	2011 - 2015 годы	2016 - 2020 годы	2021 - 2025 годы	2026 - 2030 годы	2011 - 2030 годы
ЕЭС России - всего, в том числе:	38,47	27,46	44,69	47,81	158,42
АЭС	6,52	8,10	12,96	12,75	40,33
ГЭС и ГАЭС	5,25	1,99	3,17	1,72	12,13
ГЭС	4,27	0,35	2,78	1,20	8,61
ГАЭС	0,98	1,64	0,39	0,52	3,53
ТЭС из них:	26,53	17,74	27,87	29,68	100,83
ТЭС	26,37	16,70	26,76	27,66	97,49
распределенная когенерация	0,16	0,04	1,12	2,02	3,34
ВИЭ, из них:	0,16	0,63	0,68	3,65	5,12
ветровые	0,02	0,25	0,05	0,45	0,77
геотермальные	0,02	0,05	0,00	0,00	0,07
приливные	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01
био-ТЭЦ	0,00	0,00	0,16	2,36	2,52
малые ГЭС	0,11	0,33	0,47	0,85	1,75
ОЭС Северо-Запада, в том числе:	3,76	6,62	4,70	4,77	19,84
АЭС	1,18	4,63	2,40	1,15	9,35
ГЭС и ГАЭС	0,00	1,34	0,39	0,00	1,73
ГЭС	0,00	0,17	0,00	0,00	0,17
ГАЭС	0,00	1,17	0,39	0,00	1,56
ТЭС из них:	2,57	0,64	1,83	2,84	7,88
ТЭС	2,57	0,64	1,71	2,63	7,54
распределенная когенерация	0,00	0,00	0,13	0,21	0,34
ВИЭ, из них:	0,01	0,02	0,08	0,78	0,88
ветровые	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05
геотермальные					
приливные	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01
био-ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,73	0,73
малые ГЭС	0,00	0,02	0,03	0,05	0,10

Структура рекомендуемого ввода мощностей ОЭС Северо-Запада на 2011-2030 годы

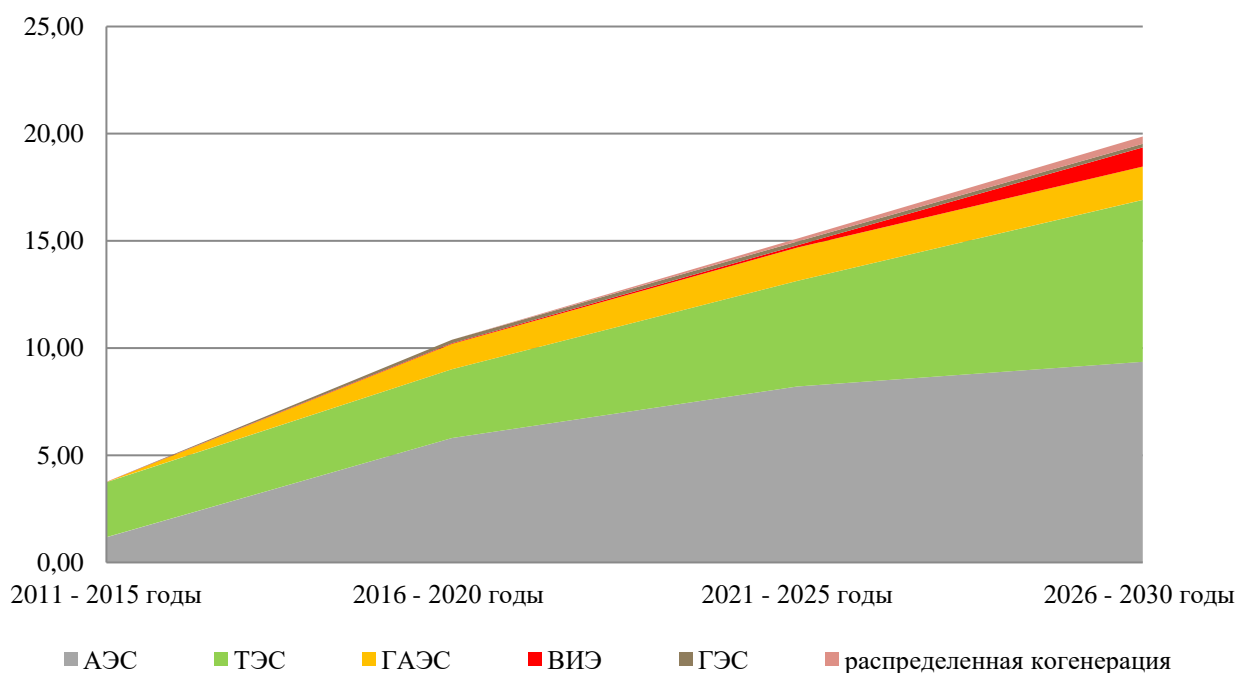


Рисунок 6.2 - Структура ввода мощностей ОЭС Северо-Запада

Вводимый объем электрогенерации ОЭС Северо-Запада в основном приходится на АЭС – 9,35 ГВт (47,1%) и ТЭС – 7,54 ГВт (30,0%). Но прочие источники приходится 2,95 ГВт (14,9%).

Указанный прогноз предусматривает достройку начатых пяти АЭС с установкой на них 11 блоков суммарной установленной мощностью 12,3 ГВт: Ленинградской АЭС-2 с вводом четырех блоков, Калининградской АЭС с вводом блока №4, Нововоронежской АЭС-2 с вводом двух блоков. Предполагается, что достройка АЭС будет продолжаться до 2025 года.

В Зоне Северо-Запада в качестве новых площадок учитываются Балтийская АЭС и Кольская АЭС-2 с вводом на них в период до 2030 года 4-х блоков суммарной установленной мощностью 4,6 ГВт, из них до 2020 года 3 блока суммарной мощностью 3,5 ГВт.

Сценарными условиями развития электроэнергетики для ОЭС Северо-Запада предусмотрены две новые площадки для размещения ТЭС мощностью более 500 МВт:

- Медвежьегорская ТЭС (Карельская ЭС) установленной мощностью 1000 МВт, в составе 2х блоков ПГУ-500.
- Юго-Западная ТЭЦ (Ленинградская ЭС) установленной мощностью 568 МВт, в составе: ПГУ-200, ПГУ-300 и ГТ(Т)-68. В настоящее время блок

ПГУ-200 принят в эксплуатацию. Идут строительно-монтажные работы на блоке ПГУ-300.

В тоже время Генеральная схема электроснабжения предусматривает дополнительно строительство Новгородской ТЭС (Новгородская ЭС) установленной мощностью 1000 МВт, в составе 2-х блоков ПГУ-500.

Помимо строительства новых электростанций в период до 2030 года должен быть в значительной мере заменен парк генерирующего оборудования на действующих КЭС и ТЭЦ.

В частности, для Северо-Западной ОЭС предусмотрена масштабная реконструкция с демонтажем существующего оборудования и вводом нового на Киришской ГРЭС (Ленинградская ЭС).

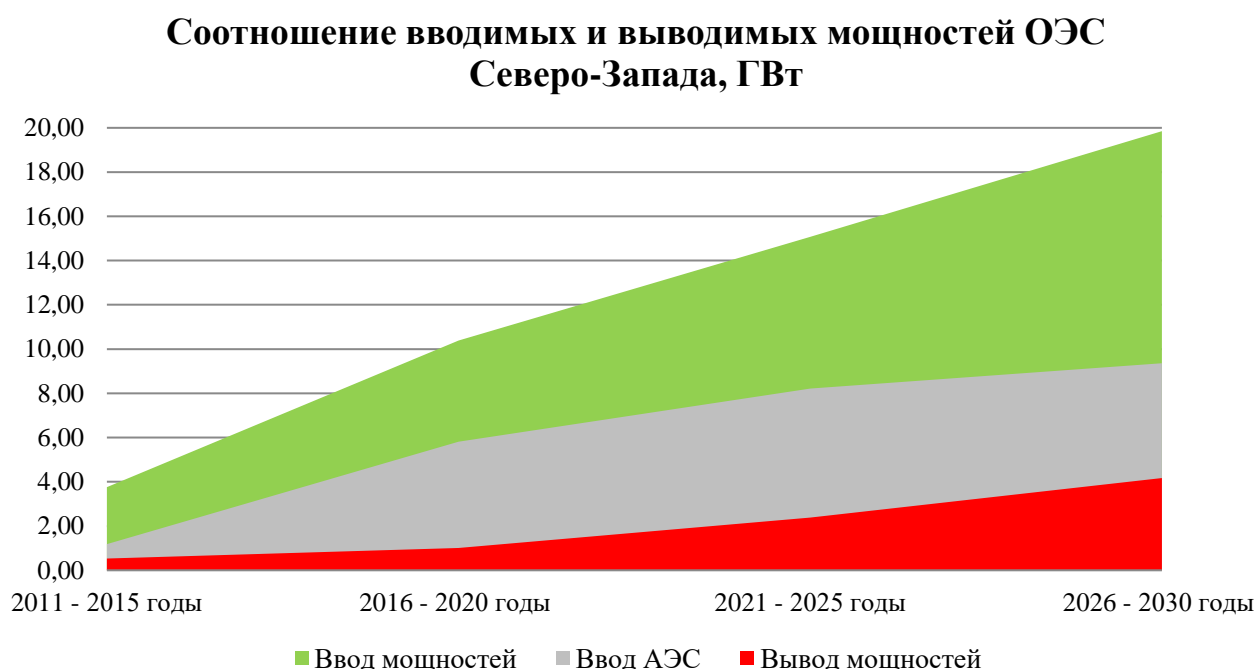


Рисунок 6.3 - Соотношение вводимых и выводимых мощностей

Таким образом, из анализа вводимых и выводимых мощностей ОЭС Северо-Запада предполагаемых в сценарных условиях развития электроэнергетики, вводимые мощности в 4,8 раза превышают выводимые.

Строительство мощностей на новых площадках Ленинградской ЭС, за исключением Юго-Западной ТЭЦ, не предусмотрено.

В таблице 6.5 представлен баланс мощности ОЭС Северо-Запада на час совмещенного с ЕЭС России максимума потребления на расчетные периоды сценарных условий развития электроэнергетики.

Таблица 6.5 Баланс мощности ОЭС Северо-Запада на час совмещенного с ЕЭС России максимума потребления на 2010-2015-2020-2025-2030 годы

Наименование	Единица измерения	2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Потребность						
Потребление электрической энергии	млн. кВт*ч	92723,0	102611,0	116809,0	128286,0	140199,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	2,0	2,6	1,9	1,8
Заряд ГАЭС	млн. кВт*ч	0,0	0,0	2003,0	3205,0	3205,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	МВт	14697,0	16310,0	18167,0	19768,0	21658,0
Число часов использования максимума	ч	6309,0	6291,0	6319,0	6327,0	6325,0
Нормируемый резерв мощности	МВт	-	5906,0	7317,0	7970,0	8386,0
в. Т.ч. Экспорт мощности	МВт	1272,0	2050,0	3050,0	3350,0	3350,0
Нормируемый резерв% к максимуму	%	-	36,2	40,3	40,3	38,7
ИТОГО потребность	ГВт	15969,0	22216,0	25484,0	27738,0	30044,0
Покрытие						
Установленная мощность на конец года	МВт	21572,0	24765,5	27876,7	30195,4	3302,4
АЭС	МВт	5760,0	6936,0	8682,0	10079,6	9349,6
ГЭС	МВт	2838,2	2855,7	4054,4	4444,4	4444,4
ТЭС	МВт	12895,6	14883,6	15035,1	15486,2	16548,2
ВИЭ	МВт	78,2	90,2	105,2	185,2	960,2
Ограничения мощности на конец года	МВт	1967,0	1075,1	1035,1	944,6	970,6
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	559,0	0,0	513,0	1198,8	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	МВт	0,0	14,1	14,1	54,1	54,1
Запертая мощность	МВт	0,0	260,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: Получение (+) / Передача (-)	МВт	1269,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	МВт	20315,0	23416,3	26314,5	27997,9	30277,7
Собственный ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	МВт	4346,0	1200,3	830,5	259,9	233,7
Фактический резерв	МВт	4346,0	7106,3	8147,5	8229,9	8619,7
Фактический резерв в % к максимуму	%	29,6	43,6	44,8	41,6	39,8

По результатам анализа сценарных условий развития электроэнергетики ОЭС Северо-Запада, могут быть сделаны следующие выводы:

1. Объем запланированного ввода генерирующих мощностей на расчетный период в 4,7 раза превышает объемы запланированного вывода;
2. Для Мурманской ЭС сценарными условиями не запланировано площадок под новое строительство генерирующих мощностей;
3. ОЭС Северо-Запада является профицитной на весь рассматриваемый период;

Прогноз потребления ОЭС Северо-Запада представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 Прогноз потребления ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт*ч

Наименование ЭС	Отчет	Оценка	Прогноз										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Северо-Запада	92,723	94,035	96,534	98,783	100,684	102,611	104,980	107,379	110,341	113,862	116,809	128,286	140,199
годовой темп прироста, %	4,40	1,41	2,66	2,33	1,92	1,91	2,31	2,29	2,76	3,19	2,59	1,89	1,79
Архангельская	7,746	7,727	7,899	8,038	8,180	8,312	8,448	8,588	8,870	9,000	9,150	9,792	10,652
годовой темп прироста, %	2,81	-0,25	2,23	1,76	1,77	1,61	1,64	1,66	3,28	1,47	1,67	1,37	1,70
Калининградская	4,093	4,266	4,296	4,398	4,503	4,611	4,922	5,485	5,790	5,973	6,167	7,399	8,551
годовой темп прироста, %	5,93	4,23	0,70	2,37	2,39	2,40	6,74	11,44	5,56	3,16	3,25	3,71	2,94
Республика Карелия	9,127	9,148	9,414	9,523	9,640	9,763	10,141	10,276	10,281	10,293	10,296	10,889	11,661
годовой темп прироста, %	5,72	0,23	2,91	1,16	1,23	1,28	3,87	1,33	0,05	0,12	0,03	1,13	1,38
Мурманская	13,27	13,35	13,75	13,90	14,01	14,16	14,31	14,47	15,66	16,91	17,60	19,05	20,79
годовой темп прироста, %	1,12	0,58	3,01	1,07	0,84	1,03	1,07	1,11	8,24	7,98	4,06	1,60	1,76
Республика Коми	8,747	8,901	8,929	9,088	9,219	9,352	9,489	9,629	9,820	10,070	10,237	10,970	11,790
годовой темп прироста, %	0,38	1,76	0,31	1,78	1,44	1,44	1,46	1,48	1,98	2,55	1,66	1,39	1,45
Санкт-Петербург и Ленинградская обл.	43,393	44,210	45,583	46,994	48,101	49,273	50,414	51,560	52,483	54,109	55,728	61,964	67,780
годовой темп прироста, %	5,98	1,88	3,11	3,10	2,36	2,44	2,32	2,27	1,79	3,10	2,99	2,14	1,81
Новгородская	4,164	4,241	4,392	4,530	4,671	4,744	4,819	4,896	4,925	4,967	5,064	5,353	5,858
годовой темп прироста, %	6,36	1,85	3,56	3,14	3,11	1,56	1,58	1,60	0,59	0,85	1,95	1,12	1,82
Псковская	2,183	2,195	2,272	2,316	2,357	2,399	2,438	2,477	2,512	2,540	2,571	2,868	3,115
годовой темп прироста, %	4,7	0,6	3,5	1,9	1,8	1,8	1,6	1,6	1,4	1,1	1,2	2,2	1,7

3.2.Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013-2029 годы утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 19 июня 2013 г. №309.

Схема и программа разработаны в соответствии с постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 г. №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Согласно схеме и программе развития ЕЭС России, объем электропотребления в ОЭС Северо-Запада составил в 2012 году 93,21 млрд. кВт*ч.

К 2019 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада согласно прогнозу электропотребления, сформированному в соответствии со Стратегией социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа на период до 2020 года, утвержденной распоряжением правительства РФ от 18 ноября 2011 года №2074-р составит 101,874 млрд. кВтч.

Прогноз электропотребления ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада на 2013-2019 годы представлен в таблице 6.7.

Как видно из таблицы 6.7 и таблицы 6.8 соотношения прогнозов электропотребления, в более позднем прогнозе 2013 года темпы прироста объемов потребления значительно ниже принятых в Сценарных условиях 2011 года.

Прогнозные значения да 2019 год по двум документам отличается на 12 млрд кВт*ч, что соответствует 10% от прогноза принятого в Сценарных условиях (113,86 млрд кВт*ч).

Таблица 6.7 Прогноз электропотребления на 2013-2019 годы, млрд. кВт*ч

Наименование ЭС	Факт	Прогноз						
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ЕЭС России	1016,500	1031,390	1054,180	1077,295	1100,537	1121,024	1137,263	1151,002
годовой темп прироста, %	1,6400	1,4600	2,2100	2,1900	2,1600	1,8600	1,4500	1,2100
ОЭС Северо-Запада	93,210	93,092	94,511	96,257	97,677	98,763	100,272	101,874
годовой темп прироста, %	0,71	0,69	1,52	1,85	1,48	1,11	1,53	1,60

Таблица 6.8 Сопоставление прогнозов электропотребления ОЭС Северо-Запада согласно Сценарным условиям, Схемы и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы

Наименование	2010 г. Факт	Прогноз								
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года	92,72	94,04	96,53	98,78	100,68	102,61	104,98	107,38	110,34	113,86
Согласно Схеме и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы	92,72	92,97	93,21	93,09	94,51	96,26	97,68	98,76	100,27	101,87
Снижение прогнозных значений относительно Сценарных условий	-	1,07	3,32	5,69	6,17	6,35	7,30	8,62	10,07	11,99

Соотношение прогнозов электропотребления ОЭС Северо-Запада согласно Сценарным условиям до 2030 года и Схемы и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы

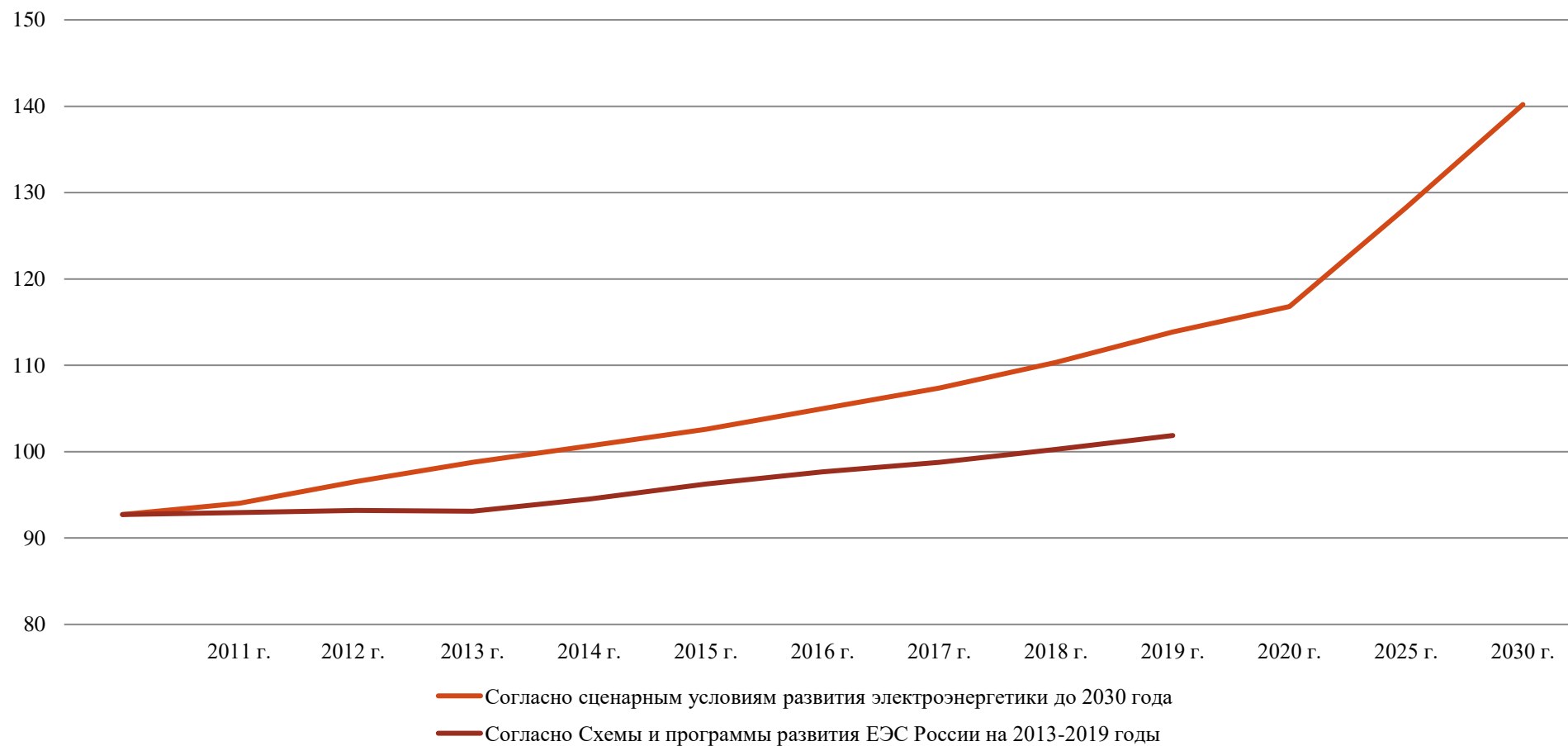


Рисунок 6.4 - Соотношение прогнозов электропотребления ОЭС Северо-Запада

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2013-2029 годы, Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2013 году составит 9,4%. К 2019 году объем потребления снизится до 9,2%. В 2013 году собственный максимум потребления мощности составит 15,221 ГВт, к 2019 году – 16,509 ГВт. Среднегодовой прирост максимума потребления мощности на рассматриваемый период оценивается в 1,0%

Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада представлены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование	Единица измерения	Факт		Прогноз						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт*ч	92,6	93,2	93,1	94,5	96,3	97,7	98,8	100,3	101,9
Собственный максимум	МВт	14877	15368	15221	15429	15676	15870,0	16069,0	16259,0	16509,0
Число часов использования собственного максимума	ч	6221,0	6065,0	6116,0	6126,0	6140,0	6155,0	6146,0	6167,0	6171,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	МВт	13640	14904	14917	15120	15361	15553	15747	15933	16178
Число часов использования максимума	ч	6785,0	6254,0	6241,0	6251,0	6266,0	6280,0	6272,0	6293,0	6297,0

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью) на электростанциях ЕЭС России в период 2013-2019 годов предусматриваются в объеме 32,77 ГВт, в том числе на АЭС – 11,27 ГВт, на ГЭС – 2,48 ГВт, на ГАЭС – 980 МВт, на ТЭС – 18,03 ГВт и на ВИЭ – 12 МВт. При этом планируется ввести 361,5 МВт на замену устаревшего оборудования.

Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада на 2013-2019 годы представлена в таблице 6.10.

Таблица 6.10 Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада, ГВт

Тип электростанций	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего за 2013-2019 годы
ЕЭС России - всего, в том числе:	6,59	9,11	8,51	3,02	2,79	1,59	1,15	32,77
АЭС		3,18	2,37	1,17	2,25	1,15	1,15	11,27
ГЭС	1,80	0,01	0,17	0,17	0,34			2,48
ГАЭС	0,63	0,35						0,98
ТЭС из них:	4,16	5,58	5,97	1,67	0,20	0,44	0,00	18,03
ТЭЦ	2,05	3,82	1,79	0,79	0,20	0,44		9,09
КЭС	2,11	1,76	4,18	0,88				8,94
ВИЭ				0,01				
в т.ч. замена	0,06	0,07	0,12	0,12				0,36
ТЭС	0,06	0,07	0,12	0,12				0,36
в т.ч. ТЭЦ	0,06	0,07	0,12	0,12				0,36
ОЭС Северо-Запада	0,11	0,30	1,28	1,28	1,15	1,15		5,27
АЭС			1,17	1,17	1,15	1,15		4,64
ТЭС из них:	0,11	0,30	0,11	0,10				0,62
ТЭЦ	0,11	0,30	0,11	0,10				0,62
ВИЭ				0,01				0,01

Прогноз ввода новых мощностей ЕЭС России и в частности ОЭС Северо-Запада, представленный в схеме и программе развития ЕЭС России на 2013-2019 годы, значительно ниже, чем планировался ранее в Сценарных условиях развития ЭЭ до 2030 года.

Так, прогноз ввода новых мощностей ЕЭС России согласно схеме и программе развития ЕЭС России составляет – 32,76 ГВт к 2019 году, что на 27,68 ГВт меньше, чем планировалось ранее в сценарных условиях.

Прогноз ввода новых мощностей ОЭС Северо-Запада составляет – 5,27 ГВт, на 2019 год, что на 3,79 ГВт меньше планируемого ранее.

Из 5,27 ГВт вводимых мощностей ОЭС Северо-Запада, 4,64 приходится на АЭС, что составляет 88% вводимых мощностей.

Ввод новых мощностей на ТЭЦ ОЭС Северо-Запада до 2019 года планируется на уровне 620 МВт. 100% вводимых мощностей ТЭЦ предполагается на существующих площадках.

Новые площадки на территории Мурманской ЭС для строительства ТЭЦ схемой и программой развития ЕЭС России на 2013-2019 годы не предусмотрены.

Таблица 6.11 Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ЕЭС России, ГВт

Наименование	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2025 год	2030 год
Согласно Схеме и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы	-	-	-	6,59	15,7	24,21	27,23	30,02	31,61	32,76	-	-	-
Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года	-	7,69	15,39	23,08	30,78	38,47	43,96	49,45	54,95	60,44	65,93	110,62	158,43
Снижение прогнозных значений	-	-	-	16,49	15,08	14,26	16,73	19,43	23,34	27,68	-	-	-

Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ЕЭС России, ГВт

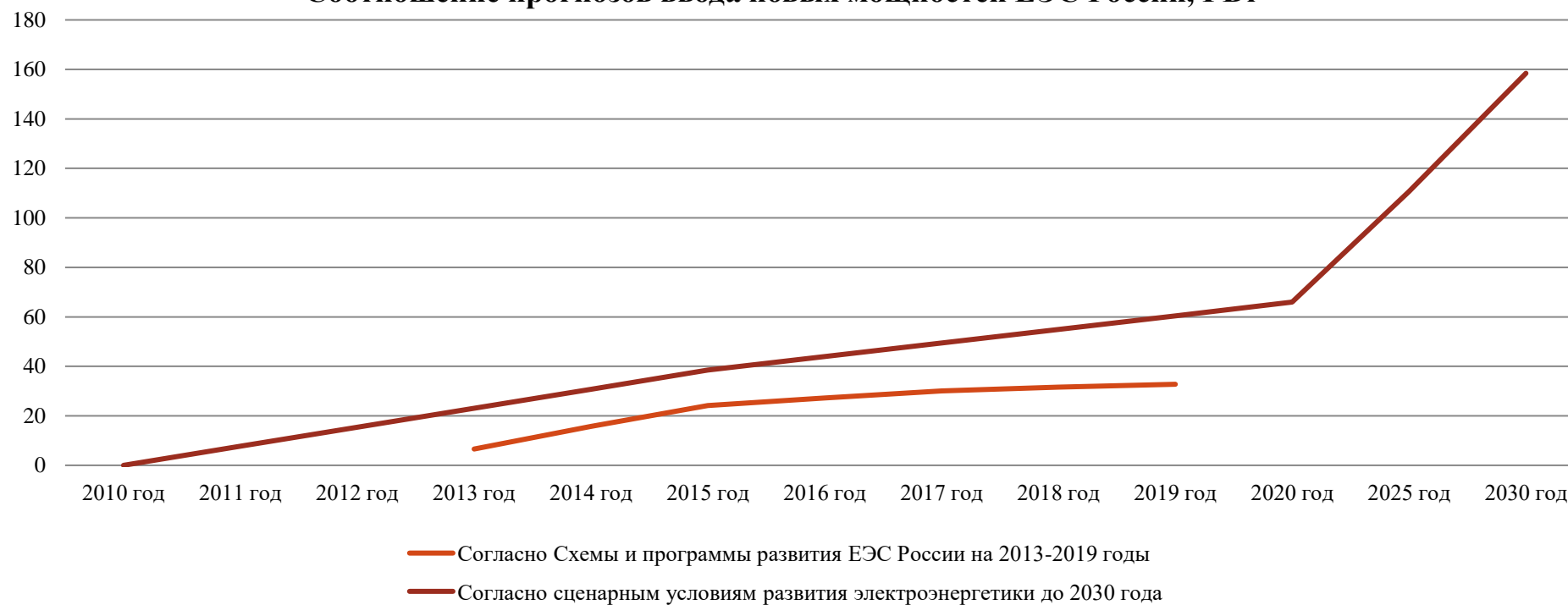


Рисунок 6.5 - Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ЕЭС России

Таблица 6.12 Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ОЭС Северо-Запада, ГВт

Наименование	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2025 год	2030 год
Согласно Схеме и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы	-	-	-	0,11	0,41	1,69	2,97	4,12	5,27	5,27	-	-	-
Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года	0,00	0,75	1,50	2,26	3,01	3,76	5,08	6,41	7,73	9,06	10,38	15,08	19,85
Снижение прогнозных значений	-	-	-	2,15	2,60	2,07	2,11	2,29	2,46	3,79	-	-	-

Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ОЭС Северо-Запада, ГВт



Рисунок 6.6 - Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ОЭС Северо-Запада

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на 2013-2019 годы приведен в таблице 6.13.

Таблица 6.13 Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на 2013-2019 годы, млрд. кВт*ч

Наименование ЭС	Факт	Прогноз						
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ОЭС Северо-Запада	93,210	93,092	94,511	96,257	97,667	98,763	100,272	101,876
годовой темп прироста, %	0,71	0,69	1,52	1,85	1,48	1,11	1,53	1,60
Архангельская	7,673	7,755	7,817	7,907	8,000	8,113	8,229	8,310
годовой темп прироста, %	0,54	1,07	0,80	1,15	1,18	1,41	1,43	0,98
Калининградская	4,352	4,402	4,514	4,629	4,747	5,118	5,743	6,122
годовой темп прироста, %	4,69	1,15	2,54	2,55	2,55	7,82	12,21	6,60
Республика Карелия	8,732	8,855	8,949	9,025	9,082	9,141	9,204	9,270
годовой темп прироста, %	-2,86	1,41	1,06	0,85	0,63	0,65	0,69	0,72
Мурманская	13,210	12,524	12,633	12,768	12,908	13,030	13,157	13,289
годовой темп прироста, %	0,74	0,03	0,87	1,07	1,10	0,95	0,97	1,00
Республика Коми	8,909	9,056	9,154	9,220	9,286	9,353	9,421	9,490
годовой темп прироста, %	0,48	1,65	1,08	0,72	0,72	0,72	73,00	0,73
Санкт-Петербург и Ленинградская обл.	43,812	43,849	44,600	45,690	46,478	46,680	47,034	47,749
годовой темп прироста, %	0,75	0,23	1,71	2,44	1,72	0,43	0,76	1,52
Новгородская	4,295	4,388	4,527	4,659	4,774	4,882	4,994	5,108
годовой темп прироста, %	2,90	2,17	3,17	2,92	2,47	2,26	2,29	2,28
Псковская	2,227	2,263	2,317	2,359	2,402	2,446	2,490	2,536
годовой темп прироста, %	4,21	1,62	2,39	1,81	1,82	1,83	1,80	1,85

Соотношение прогнозов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада, в частности Ленинградской ЭС, приведено на рисунке 6.7.

Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года, спрос на электроэнергию в Мурманской ЭС на 2019 год составит – 16,91 млрд. кВт*ч.

В то же время в схеме и программе развития ЕЭС России на 2013-2019 годы, спрос на рассматриваемый период по Мурманской ЭС составит – 13,289 млрд. кВт*ч, что на 2,9 млрд кВт*ч (17,2% от сценарных условий) ниже сценарных условий.

Соотношение прогнозов спроса на электрическую энергию для Мурманской ЭС, млрд кВт*ч



Рисунок 6.7 - Соотношение прогнозов спроса на электрическую энергию для Мурманской ЭС

В результате анализа схемы и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы, в частности для ОЭС Северо-Запада, могут быть сформулированы следующие выводы:

1. Объем запланированного ввода генерирующих мощностей ОЭС Северо-Запада на 2019 год составляет 5,27 ГВт, что на 3,79 ГВт меньше планируемого в сценарных условиях;
2. Для Мурманской ЭС сценарными условиями не запланировано площадок под новое строительство генерирующих мощностей;
3. ОЭС Северо-Запада является профицитной на весь рассматриваемый период.

По результатам анализа вышеуказанных документов планирования в сфере электроэнергетического комплекса ОЭС Северо-Запада, Мурманская ЭС не нуждается в дополнительных источниках электроэнергии, ввиду чего схемой теплоснабжения г. Мурманска строительство на территории города новых источников тепловой энергии, с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, на рассматриваемый период не предусматривается.

4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Оборудование единственного на территории Мурманска источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии представлено в таблицах 6.14-6.16.

Таблица 6.14 Сведения об установленных котлах

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Производительность проектная/фактическая, тонн/ч (Гкал/ч)	КПД «брутто» по данным последних испытаний, %	Завод-изготовитель котлов	Год последнего освидетельствования/ Год продления ресурса
Паровые котлы					
ТП -30Р, № 1	1954	30/30	90,12	Белгородский котельный завод	11.2013 / до 11.2017
ТП -30Р, № 2	1957	30/30	90,12	Белгородский котельный завод	12.2014 / до 12.2018
ТП -30Р, № 3	1958	30/30	90,17	«Красный котельщик» г. Таганрог	03.2014 / до 03.2018
ТП -35У, № 4	1960	35/35	90,72	Белгородский котельный завод	10.2015 / до 10.2019
БМ-35Р, № 5	1962	40/40	90,32	Белгородский котельный завод	07.2012 / до 07.2016
БМ-35Р, № 6	1963	40/40	90,32	Белгородский котельный завод	09.2014 / до 09.2018
ГМ-50, № 7	1964	50/50	90	Белгородский котельный завод	08.2013 / до 08.2017
Водогрейные котлы					
ПТВМ-50, №8	1965	(50/37,5)	90,87	Машиностроительный завод «Татра»	06.2015 / до 06.2019
ПТВМ-50, №9	1966	(50/37,5)	90,87	Машиностроительный завод «Татра»	04.2013 / до 04.2017
ПТВМ-100, №10	1970	(100/75)	88,45	Дорогобужский котельный завод	04.2015 / до 04.2019

Таблица 6.15 Сведения об установленных турбинах Мурманской ТЭЦ

Наименование оборудования	Электрическая мощность, МВт	Давление пара перед турбиной, кгс/см ²	Год ввода в эксплуатацию
Р-6-35-6ст. № 3	6	34	1962
ПР-6-35-10\1,2 ст. № 4	6	34	1963

Таблица 6.16 Сведения об установленных подогревателях Мурманской ТЭЦ

№ подогревателя	Назначение	Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
		воды	пара	
№1	Бойлер основной	116	133	350
№2	Бойлер основной	116	133	350
№1	Бойлер пиковый	135	250	200
№2	Бойлер пиковый	135	250	200
№3	Бойлер пиковый	135	250	200
№1	Охладитель конденсата	150	250	53,9
№ 2	Охладитель конденсата	150	250	53,9
№ 3	Охладитель конденсата	150	250	53,9
№1	Подогреватель высокого давления	170	300	200/1100
№2	Подогреватель высокого давления	170	300	200/1100
№3	Подогреватель высокого давления	170	300	200/110
№4	Подогреватель высокого давления	170	330	200/1100
-	Охладитель конденсата калориферов котлов	150	250	53,9
№1	Охладитель конденсата мазутных подогревателей	150	250	53,9
№2	Охладитель конденсата мазутных подогревателей	150	250	24,4

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.

4.1. Анализ эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ

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

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

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 6.17.

Таблица 6.17 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 6.17, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ значительно выше, чем на ближайших котельных.

В таблице 6.18 приведены данные о расходе топлива по источникам ПАО «Мурманская ТЭЦ» за 2014 год.

Графически структура собственных нужд представлена на рисунке 6.8.

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

Как видно из таблицы 6.18 и рисунка 6.9, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 13,7%, 6,7% и 9,9% соответственно.

Таблица 6.18 Показатели работы источников ПАО «Мурманская ТЭЦ» за 2013 г.

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход условного топлива, тут	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

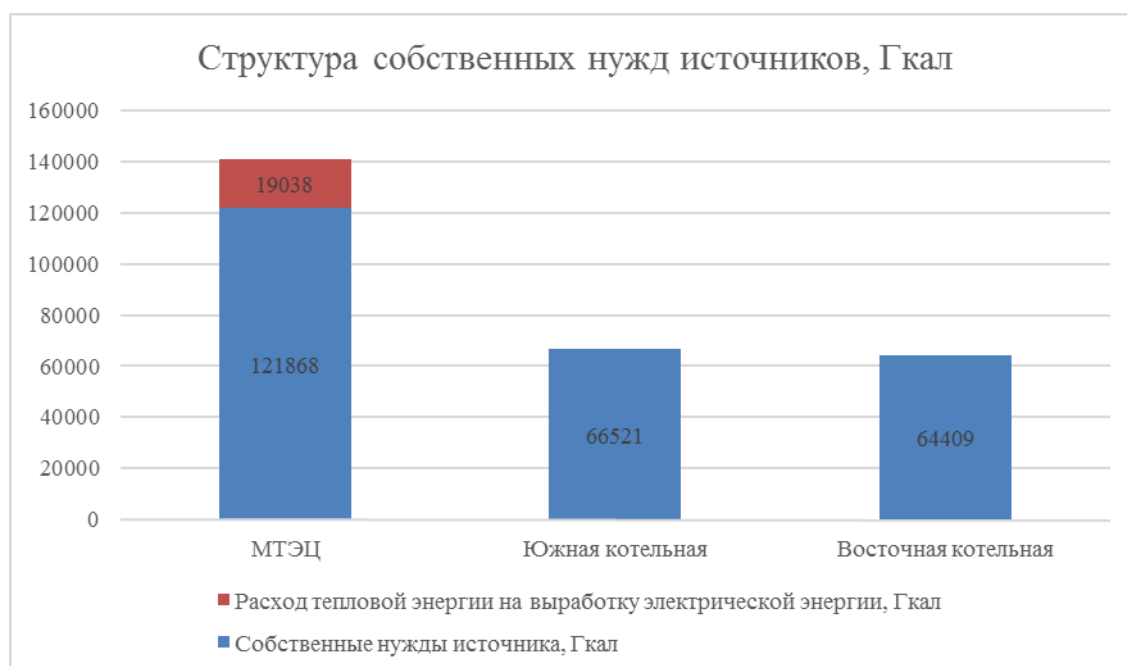


Рисунок 6.8 - Структура собственных нужд источников

Расход тепловой энергии на производство электрической энергии составляет 17,7% собственных нужд Мурманской ТЭЦ. Отказ от собственной генерации на Мурманской ТЭЦ позволит сократить удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии до 177,1 кг_{у.т}/Гкал.

В таблице 6.19 приведены данные об объемах потребления электрической энергии в 2013 году и затрат на ее покупку.

Таблица 6.19 Электропотребление на собственные нужды ПАО «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
ПАО "Мурманская ТЭЦ" всего	72 447,6	143 550,7	1,98
Мурманская ТЭЦ	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 6.9 - Структура потребления электрической энергии на СН

Таблица 6.20 Показатели эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ 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	т.у.т./кВт*ч	191,14

В таблице 6.20 представлены показатели эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ за 2013 год. Как видно из таблицы, удельный расход топлива на производство электрической энергии на Мурманской ТЭЦ составляет 191,14 г.у.т./кВт*ч. Стоимость мазута в пересчете на условное топливо 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 Мурманской ТЭЦ позволит снизить себестоимость тепловой энергии, отпускаемой от Мурманской ТЭЦ.

4.2. Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ

Вне зависимости от выбранного сценария развития, схемой теплоснабжения предусматривается отказ от собственной генерации электрической энергии. Паровые турбины и энергетические котлы Мурманской ТЭЦ должны быть выведены из эксплуатации и, по возможности, демонтированы. Для обеспечения собственных нужд станции и ответственных потребителей, на территории площадки предусматривается установка резервных дизель-генераторов.

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

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

2017 год – разработка технико-экономического обоснования комплексной реконструкции станции с целью определения конкретного перечня мероприятий по модернизации оборудования Мурманской ТЭЦ с разработкой укрупненной сметной документации. Модернизация инженерно-технических средств охраны.

2018 год – модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 ст. №9 с увеличением производительности до 45 Гкал/ч (на 7,5 Гкал/ч). Также в этот год выполняется техперевооружение сливной эстакады № 1.

2019 год – Модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 ст. №8 с увеличением производительности до 45 Гкал/ч (на 7,5 Гкал/ч). 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. Помимо указанного, в этом году осуществляется модернизация инженерно-технических средств охраны Мурманской ТЭЦ с разработкой ПД.

2020 год – 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 выводятся в резерв. Выполняется капитальный ремонт котла БМ 35 Р №6. 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 №2 на ДКВР-20/13 №2. 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. Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №1. Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7

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

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

Предусмотренные мероприятия позволят:

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

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 6.21.

Таблица 6.21 Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	-	-	-
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	2021	20 т/ч (15 Гкал/ч)

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	ДКВр-20/13	2022	20 т/ч (15 Гкал/ч)
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	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

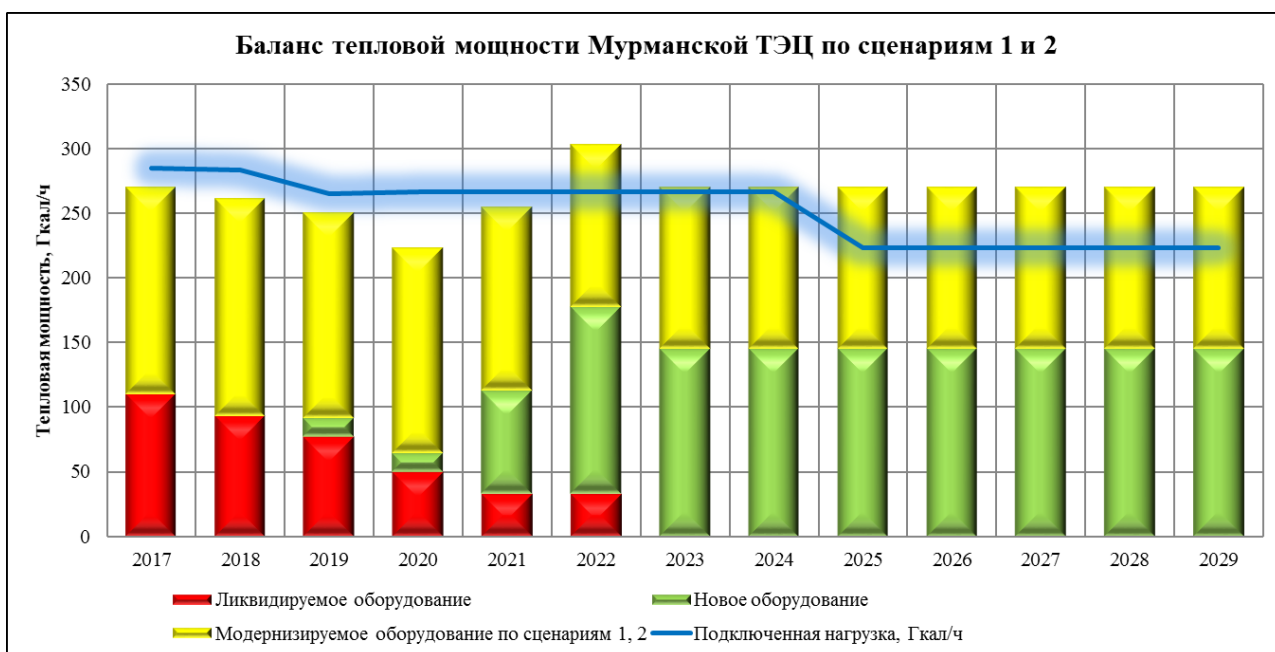


Рисунок 6.10 - Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период актуализации схемы теплоснабжения

Капитальные затраты представлены в таблице 6.22. Техничко-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблице 6.24.

Таблица 6.22 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2029
Мероприятие	Разработка ТЭО на модернизацию КТЦ, Капитальный ремонт ПТВМ-50 №9, Капитальный ремонт энергетического котла ТП-35У №4, Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7.	Модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 №9, Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №3, Капитальный ремонт энергетического котла БМ-35 №5	Модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 №8; Замена парового котла ТП-30 Р №1 на ДКВР-20/13; Переключение 26,15 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 0,96 Гкал/ч) на Восточную котельную.	Вывод из эксплуатации энергетических котлов ТП-35 У ст. №4 и БМ-35 Р ст. №5, Капитальный ремонт энергетического котла БМ-35 №6	Замена парового котла ТП-30 Р №2 на ДКВР-20/13 №2; Установка водогрейного котла Eurotherm 58/150 на месте ТП-35У ст. №4, Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №1, Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7	Установка водогрейного котла Eurotherm 58/150 на месте БМ-35Р ст. №5; Замена парового котла ТП-30 Р №3 на ДКВР-20/13 №3	Вывод из эксплуатации паровых турбин и энергетических котлов БМ-35 Р и ГМ-50.	Переключение 43,45 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 2,64 Гкал/ч) на Восточную котельную.	
Установленная мощность, Гкал/ч	271,0	278,5	284,3	257,1	305,4	353,7	321,0	321,0	321,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	271,0	278,5	284,3	257,1	305,4	353,7	321,0	321,0	321,0
ТФУ, РОУ	60,0	60,0	60,0	32,7	32,7	32,7	0,0	0,0	0,0
ПВК	211,0	218,5	224,3	224,3	272,7	321,0	321,0	321,0	321,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	242,5	249,3	254,5	230,1	273,3	316,6	287,3	287,3	287,3
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	285,1	283,4	265,2	266,8	266,8	266,8	266,8	223,4	223,4
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	12,4	12,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	8,8	8,8
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-55,0	-46,5	-22,2	-48,2	-4,9	38,3	9,0	55,1	55,1
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-22,7%	-18,7%	-8,7%	-20,9%	-1,8%	12,1%	3,1%	19,2%	19,2%

Таблица 6.23 Капитальные затраты на реализацию мероприятий, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022	2023	Итого
Разработка ТЭО на реконструкцию оборудования КТЦ с разработкой ПСД	5,9	3,5						5,9	9,4
Средний ремонт ПТВМ-50 №8			6,3						6,3
Модернизация ПТВМ-50 №8	5,0	35,0			5,0	35,0		5,0	80,0
Капитальный ремонт ПТВМ-50 №9	1,1							1,1	1,1
Средний ремонт ПТВМ-50 №9				8,5					8,5
Модернизация ПТВМ-50 №9	2,8	66,2						2,8	68,9
Средний ремонт ПТВМ-100 №10			10,7						10,7
Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150				15,0	124,0				139,0
Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150					15,0	124,0			139,0
Установка дизель-генераторов суммарной электрической мощностью 2 МВт			3,0	35,0					38,0
Средний ремонт парового котла ТП-30Р №1	5,3							5,3	5,3
Средний ремонт парового котла ТП-30Р №2		4,3							4,3
Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №3		2,4							2,4
Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №1					6,3				6,3
Средний ремонт энергетического котла ТП 35У №4					11,3				11,3
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13				3,0	21,0				24,0
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13					3,0	21,0			24,0
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13						3,0	21,0		24,0
Капитальный ремонт энергетического котла ТП 35У №4	3,3							3,3	3,3
Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7	2,9							2,9	2,9
Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7					9,2				9,2
Капитальный ремонт энергетического котла БМ-35 №5		4,4							4,4
Капитальный ремонт энергетического котла БМ-35 №6				10,7					10,7
Модернизация электрической схемы 6кВ котельного цеха №1			3,9						4,0
Реконструкция очистных сооружений котельного цеха №1	4,0							4,0	76,5
Реконструкция очистных сооружений Мурманской ТЭЦ с разработкой ПД	76,5							76,5	47,6
Модернизация инженерно-технических средств охраны Мурманской ТЭЦ с разработкой ПД	47,6							47,6	31,5
Техпереворужение сливной эстакады № 1 котлотурбинного цеха	11,80	0,00	19,69					11,80	200,0

Таблица 6.24 Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	285,1	285,1	283,4	265,2	266,8	266,8	266,8	266,8	266,8	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	29,2	29,2	30,0	29,9	29,7	31,6	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	26,0	26,0	26,0	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	822	822	811	808	807	810	809	807	806	709	707	706	705	705
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	89	89	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	733	733	723	720	719	722	721	719	718	621	619	618	617	617
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	28	28	28	25	24	22	21	20	18	17	16	15	13	13
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	705	705	695	695	695	700	700	700	700	604	604	604	604	604
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	162,2	162,2	162,2	161,2	160,1	159,1	158,1	157,1	156,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Уголь	кг.т/Гкал	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кг.т/Гкал	181,3	181,3	181,3	180,2	179,1	177,9	176,8	175,6	174,5	176,2	176,3	176,3	176,4	176,4
Расход условного топлива	тыс. тут.	133,3	133,3	131,5	130,2	129,2	128,9	127,8	126,8	125,8	109,9	109,7	109,5	109,3	109,3
Мазут	тыс. тут.	133,3	133,3	131,5	130,2	129,2	128,9	127,8	126,8	125,8	109,9	109,7	109,5	109,3	109,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	182,0	182,0	182,0	180,9	179,8	178,5	177,4	176,3	175,2	177,0	177,0	177,1	177,1	177,1
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	97,3	97,3	96,0	95,0	94,3	94,1	93,3	92,5	91,8	80,2	80,0	79,9	79,8	79,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Затраты на топливо	млн руб.	795,1	794,9	784,1	776,4	770,3	768,4	762,2	756,1	749,9	655,1	653,9	652,8	651,6	651,8
Мазут	млн руб.	795,1	794,9	784,1	776,4	770,3	768,4	762,2	756,1	749,9	655,1	653,9	652,8	651,6	651,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1085,2	1085,1	1085,1	1078,7	1072,0	1064,6	1057,9	1051,2	1044,6	1055,4	1055,7	1056,0	1056,2	1056,2

4.3. Мероприятия для Восточной котельной

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная нагрузка котельной составляет 153,1 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 234 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для Сценария 1, в рамках которого предусматривается капитальный ремонт существующих котлов без смены вида топлива.

2017 год - капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100 №№4,5 и капитальный ремонт котла ГМ-50 №1.

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

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

2023 год - капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6

Для сценария 2 предлагается вариант, рассмотренный в КИП, согласно которому предусмотрено строительство нового источника, - угольная котельная Северная-восточная на новой площадке. При этом, строительство новой котельной должно завершиться к 2028 году, следовательно, до 2028 года мероприятия и состав оборудования будет соответствовать. Данное мероприятие будет рассмотрено в разделе 9.

Состав оборудования для Сценария 1 представлен в таблице 6.25.

Таблица 6.25 Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и сценария 2 (до 2028)

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№ котлоагрегата	Марка	Год ввода	УТМ	Марка	Год ввода	УТМ, Гкал/ч
Паровые котлы						
Ст. 1	ГМ-50-14/250	1982	30	ГМ-50-14/250	2017	30
Ст. 2	ГМ-50-14/250	1983	30	ГМ-50-14/250	2021	30
Ст. 3	ГМ-50-14/250	1985	30	ГМ-50-14/250	2019	30
Водогрейные котлы						
Ст. 4	КВГМ-100	1983	100	КВГМ-100	2017	100
Ст. 5	КВГМ-100	1984	100	КВГМ-100	2017	100
Ст. 6	КВГМ-100	1986	100	КВГМ-100	2023	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			390			390



Рисунок 6.11 - Баланс тепловой мощности котельной Восточная для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)

Таблица 6.26 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1 и Сценария 2 (до 2028)

Мероприятие	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2029
		Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100 №№4,5, Капитальный ремонт котла ГМ-50 №1		Капитальный ремонт котла ГМ-50 №3		Капитальный ремонт котла ГМ-50 №2		Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6	
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8
Тепловая мощность "нетто" ТО ТБО, Гкал/ч	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	155,4	157,5	156,5	183,2	189,3	189,3	189,3	189,3	233,6
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,0	16,0	16,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	19,6
Резерв мощности, Гкал/ч	218,7	216,6	217,6	190,0	183,9	183,9	183,9	183,9	137,0

Таблица 6.27 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2 для котельной Восточная, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого
Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100 №№4,5	13,4							13,4
Средний ремонт котла КВГМ-100 №5					11,7			11,7
Текущий ремонт котла КВГМ-100 №4			5,4					5,4
Капитальный ремонт котла ГМ-50 №1	3,7							3,7
Средний ремонт котла ГМ-50 №1				10,6				10,6
Средний ремонт котла ГМ-50 №2		13,9						13,9
Капитальный ремонт котла ГМ-50 №2					11,8			11,8
Средний ремонт котла КВГМ-100 №6		5,6						5,6
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6						5,0	60,0	65,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50 №3			7,6					7,6

Таблица 6.28 Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	155,4	157,5	156,5	183,2	189,3	189,3	189,3	189,3	189,3	232,8	232,8	232,8	232,8	233,6
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	16,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	507	507	511	598	617	614	612	610	608	743	740	737	734	734
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	93	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	64	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	1,463	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	Тыс. Гкал	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	535	535	539	626	645	642	640	638	636	771	768	765	763	762
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	24	24	24	25	25	25	25	25	25	29	29	29	29	29
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	511	511	515	601	619	617	615	613	610	742	739	736	733	733
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	154,6	154,6	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кгу.т/Гкал	171,9	172,1	171,8	169,0	168,6	168,6	168,7	168,7	168,8	166,0	166,0	166,1	166,1	166,1
Расход условного топлива	тыс. тут.	78,3	78,3	78,9	92,4	95,2	94,9	94,6	94,2	93,9	114,8	114,3	113,9	113,5	113,4
Мазут	тыс. тут.	78,3	78,3	78,9	92,4	95,2	94,9	94,6	94,2	93,9	114,8	114,3	113,9	113,5	113,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	172,5	172,6	172,3	169,5	169,0	169,0	169,1	169,2	169,2	166,3	166,4	166,4	166,5	166,5
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
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	57,2	57,2	57,6	67,4	69,5	69,3	69,0	68,8	68,5	83,8	83,4	83,1	82,8	82,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Затраты на топливо	млн руб.	467,1	467,2	470,5	551,0	568,0	565,9	563,9	561,8	559,7	684,3	681,8	679,2	676,6	676,4
Мазут	млн руб.	467,1	467,2	470,5	551,0	568,0	565,9	563,9	561,8	559,7	684,3	681,8	679,2	676,6	676,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	872,9	873,5	873,2	879,9	881,1	880,9	880,8	880,7	880,5	887,7	887,5	887,4	887,3	887,3

4.4. 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 2028 году с учетом нового строительства составит 315,5 Гкал/ч.

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

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

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

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

2017 год - капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №№4,5,7;

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

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

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

2021 год - капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1;

2023 год - капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6.

Сценарий 2 основан на предложениях КИП и предполагает строительство новой угольной котельной как замены котельной «Южная», на промплощадке ранее предполагаемой к строительству Мурманской ТЭЦ-2. Для сценария 2 в качестве основного энергетического оборудования запланированы паровые пылеугольные котлы, водогрейных пылеугольных котлов и соответствующей инфраструктуры. Полноценный перевод нагрузки на новый источник планируется осуществить в 2028 году, поэтому, до 2028 года действующую Южную котельную необходимо поддерживать в полном работоспособном состоянии. В связи с этим, для сценария 2, также, как и для сценария 1 запланирован капремонт основного оборудования.

Состав оборудования для Сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 6.29 и 6.30, соответственно. Капитальные затраты представлены в таблицах 6.31-6.32.

Технико-экономические показатели Южной котельной для сценариев представлены в таблицах 6.33-6.34.

Таблица 6.29 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	2021	12
2	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2020	12
3	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2019	12
Водогрейные котлы						
4	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	2017	75
5	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	2017	75
6	ПТВМ-100	1975	75	ПТВМ-100	2023	75
7	КВГМ-100	1992	100	КВГМ-100	2017	100
8	КВГМ-100	1994	100	КВГМ-100	2018	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			461,0			461,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			287,9			298,1

Таблица 6.30 Перспективный состав оборудования новой угольной котельной Южная для Сценария 2

Перспективное положение на расчётный срок			
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность
Водогрейные котлы			
1	КВТК-100	2028	100
2	КВТК-100	2028	100
3	КВТК-100	2028	100
4	КВТК-100	2029	100
5	КВТК-100	2029	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			500,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			331,1*

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

Таблица 6.31 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №2				4,0				4,0
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1					7,9			7,9
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №3			9,3					9,3
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №4	0,9							0,9
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №5	11,4							11,4
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №7	3,0							3,0
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №8		16,1						16,1
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6							55,0	55,0
Техпереворужение ж/д путей КЦ-1	1,00	7,00						8,0
Техпереворужение сливной эстакады мазутослива ж/д пути №2 котельного цеха №1			200,00					200,0

Таблица 6.32 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2027	2028	2029	Итого
Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100 №№4,5	13,4										13,4
Средний ремонт котла КВГМ-100 №5					11,7						11,7
Текущий ремонт котла КВГМ-100 №4			5,4								5,4
Капитальный ремонт котла ГМ-50 №1	3,7										3,7
Средний ремонт котла ГМ-50 №1				10,6							10,6
Средний ремонт котла ГМ-50 №2		13,9									13,9
Капитальный ремонт котла ГМ-50 №2					11,8						11,8
Средний ремонт котла КВГМ-100 №6		5,6									5,6
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6						5,0	60,0				65,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50 №3			7,6								7,6
Перенос ЛЭП								71,5			71,5
Котельное отделение								981	245		1226,0

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2027	2028	2029	Итого
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ								1042	261		1303,0
Бак запаса воды								13	3		16,0
Приборы учета тепла								14	3		17,0
ВПУ								70	18		88,0
Закрытый расходный склад угля								237	59		296,0
Подготовка площадки под строительство								81	20		101,0
СМР котельной с дымовой трубой								914	228		1142,0
Транспортировка оборудования и материалов								27	7		34,0
ПИР и экспертиза проекта								136	34		170,0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы								64	16		80,0
Первичное заполнение резервуаров и систем								0	0		0,0
Непредвиденные затраты 3%								671	168		839,0

Таблица 6.33 Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	291,01	293,29	295,07	299,65	303,44	306,08	308,38	310,40	312,35	313,39	314,40	314,77	315,15	315,52
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1008	1011	1030	1046	1056	1061	1066	1070	1073	1073	1073	1071	1069	1066
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	72	74	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	1,72	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	936	937	955	971	980	986	991	995	998	998	998	996	993	991
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	895	896	914	930	939	945	950	953	957	957	957	954	952	950
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	157,6	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
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кг.т/Гкал	169,4	169,7	169,6	169,4	169,3	169,2	169,2	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,2
Расход условного топлива	тыс. т.т.	158,9	159,4	162,3	164,8	166,3	167,2	167,9	168,5	169,1	169,1	169,0	168,7	168,3	168,0
Мазут	тыс. т.т.	158,9	159,4	162,3	164,8	166,3	167,2	167,9	168,5	169,1	169,1	169,0	168,7	168,3	168,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	169,7	170,0	169,9	169,7	169,6	169,6	169,5	169,4	169,4	169,4	169,4	169,4	169,5	169,5
Переводной коэффициент															
Мазут	т.т./т.т.	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	116,0	116,3	118,5	120,3	121,4	122,0	122,6	123,0	123,4	123,4	123,4	123,1	122,9	122,6
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Затраты на топливо	млн руб.	947,4	950,3	968,0	982,8	991,7	997,1	1001,5	1005,0	1008,2	1008,2	1008,1	1006,0	1003,9	1001,8
Мазут	млн руб.	947,4	950,3	968,0	982,8	991,7	997,1	1001,5	1005,0	1008,2	1008,2	1008,1	1006,0	1003,9	1001,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1012,3	1014,0	1013,4	1012,2	1011,5	1011,1	1010,8	1010,5	1010,3	1010,3	1010,3	1010,4	1010,6	1010,8

Таблица 6.34 Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной Южная для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	291,013	293,293	295,067	299,648	303,436	306,083	308,378	310,396	312,354	313,391	314,399	314,773	348,1	348,5
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	24,8	24,8
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1008	1011	1030	1046	1056	1061	1066	1070	1073	1073	1073	1071	1149	1146
Собственные +хоз. нужды источника	тыс. Гкал	72	74	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	1,717	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	936	937	955	971	980	986	991	995	998	998	998	996	1074	1071
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	895	896	914	930	939	945	950	953	957	957	957	954	1032	1030
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	157,6	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
Уголь	кгу.т/Гкал	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кгу.т/Гкал	169,4	169,7	169,6	169,4	169,3	169,2	169,2	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	0,0	0,0
Уголь	кгу.т/Гкал	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	158,9	159,4	162,3	164,8	166,3	167,2	167,9	168,5	169,1	169,1	169,0	168,7	205,1	204,7
Мазут	тыс. тут.	158,9	159,4	162,3	164,8	166,3	167,2	167,9	168,5	169,1	169,1	169,0	168,7	0,0	0,0
Уголь	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	205,1	204,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	169,7	170,0	169,9	169,7	169,6	169,6	169,5	169,4	169,4	169,4	169,4	169,4	0,0	0,0
Уголь	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	191,1	191,1
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
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	116,0	116,3	118,5	120,3	121,4	122,0	122,6	123,0	123,4	123,4	123,4	123,1	0,0	0,0
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	266,4	265,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Уголь	тыс. руб./т.	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Затраты на топливо	млн руб.	947,4	950,3	968,0	982,8	991,7	997,1	1001,5	1005,0	1008,2	1008,2	1008,1	1006,0	909,1	907,0
Мазут	млн руб.	947,4	950,3	968,0	982,8	991,7	997,1	1001,5	1005,0	1008,2	1008,2	1008,1	1006,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	909,1	907,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1012,3	1014,0	1013,4	1012,2	1011,5	1011,1	1010,8	1010,5	1010,3	1010,3	1010,3	1010,4	846,8	846,9

5. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

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 конкурентно 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.

6. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

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 Северной котельной прекратили потребление пара на производство. На 2016 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 2021 году на котельную планируется переключить существующую нагрузку котельной "РОСТа" объемом 27,5 Гкал/ч. Такое переключение позволит закрыть котельную "РОСТа".

В соответствии с ФЗ «О теплоснабжении», для потребителей данной котельной предусмотрен переход на закрытую систему ГВС. Такой переход должен быть осуществлен до 2022 года. После перехода на закрытую схему ГВС ожидается сокращение объемов подпитки тепловых сетей на 75%.

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

Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 1 для Северной котельной и котельной Роста

В 2018 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 2018 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 2019 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 2020 году – планируется ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №11. Планируется проведение работ по реконструкции существующей эстакады слива мазута на 8 железнодорожных вагонов-цистерн с переходом с «открытой» технологии на «закрытый», циркуляционный слива мазута из железнодорожных цистерн.

В 2021 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.

Помимо этого устанавливается паровой котел мазутный ДКВР-10/13 №3. В данный период происходит установка котла Eurotherm-58 на месте демонтированных котлов. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №13.

В 2022 году – выводится и демонтируется оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14.

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен на рисунке 6.12.

Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 2 для котельных Северная, Восточная и Роста

Второй сценарий предполагает ту же последовательность по ремонту и замене котлов для котельных Северная и Восточная, что и при первом сценарии, но лишь до 2028 года. В 2026 году должно быть принято решение по строительстве на новом месте новой угольной котельной Северная-Восточная, с объединением зон нынедействующих котельных Северная, Роста и Восточная. И с 2027 года должно быть начато строительство. Срок строительства, согласно КИП составляет 2 года. Промплощадка новой котельной располагается в кадастровом квартале 51:20:0003186. Суммарная установленная мощность котельной Северная-Восточная составит 600 Гкал/ч.

Полноценный переход на новый источник должен состояться в 2028 году.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной Северная на период актуализации схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 представлен на рисунке 6.12 и в таблице 6.35.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки, а также затраты на строительство новой угольной котельной Северная-Восточная при реализации Сценария 2 рассмотрен далее, в п.12 текущей Главы.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий при реализации Сценариев 1 и 2 непосредственно для котельной Северная (для второго сценария период ее функционирования до 2028 года) представлены в таблицах 6.36 и 6.37.

Технико-экономические показатели работы Северной котельной при реализации Сценариев 1 и 2 (до 2028 года) представлены в таблице 6.38.

Таблица 6.35 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	2019	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2019	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13*	2021	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
Водогрейные котлы						
0	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2018	30 Гкал/ч
1	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2018	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30	1964	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2019	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2019	30 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2020	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2021	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2022	50 Гкал/ч
Установлен ная тепловая мощность источника, Гкал/ч	376,7			295,5		
Подключен ная нагрузка, Гкал/ч	195,7			224,7		



Рисунок 6.12 - Баланс мощности и нагрузки котельной Северная по сценарию 1 и сценарию 2 (до 2028 года включительно)

Таблица 6.36 Планируемые мероприятия на котельной Северная и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1 и сценарию 2 (до 2028 года)

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2029
Мероприятие			Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30 с оснащением газовыми горелками и КИПиА	Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5. Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30 с оснащением газовыми горелками и КИПиА. 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	287,0	287,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	376,7	376,7	298,2	255,8	276,1	296,4	287,0	287,0
Водогрейные котлы	120,0	120,0	120,0	120,0	170,0	220,0	270,0	270,0
Паровые котлы	256,7	256,7	178,2	135,8	106,1	76,4	17,0	17,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	357,4	357,4	278,9	236,5	256,8	277,1	267,7	267,7
Подключенная нагрузка	197,9	197,9	197,4	200,5	200,5	224,4	224,4	224,3
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	20,7	20,7	20,7	25,6	25,6	30,5	30,5	30,5
Резерв мощности, Гкал/ч	138,7	138,7	60,8	10,3	30,6	22,2	12,8	12,9

Таблица 6.37 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года) для Северной котельной, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	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
Реконструкция существующей эстакады слива мазута на 8 железнодорожных вагонов-цистерн с переходом с «открытой» технологии на «закрытый», циркуляционный слива мазута из железнодорожных цистерн			78,4			78,4
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

Таблица 6.38 Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года)

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	197,9	197,9	197,4	200,5	200,5	224,4	224,4	224,4	224,4	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	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	670	670	669	706	706	762	762	762	761	761	761	761	761	761
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	634	634	633	670	670	726	726	726	725	725	725	725	725	725
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	68	68	68	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	566	566	565	586	586	641	641	641	641	641	641	641	641	641
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7
Расход условного топлива	тыс. тут.	105,7	105,7	105,5	111,4	111,4	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,0	120,0	120,0	120,0
Мазут	тыс. тут.	105,7	105,7	105,5	111,4	111,4	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,0	120,0	120,0	120,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	166,6	166,6	166,6	166,1	166,1	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнг	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	77,2	77,2	77,0	81,3	81,3	87,7	87,7	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Затраты на топливо	млн руб.	605,9	605,9	604,6	638,3	638,3	688,3	688,2	688,2	688,1	688,1	688,0	687,9	687,9	687,8
Мазут	млн руб.	605,9	605,9	604,6	638,3	638,3	688,3	688,2	688,2	688,1	688,1	688,0	687,9	687,9	687,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	954,9	954,9	955,0	952,2	952,2	948,5	948,5	948,5	948,5	948,5	948,5	948,5	948,5	948,5

7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Схемой теплоснабжения не предусмотрен перевод существующих котельных в «пиковый» режим.

8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Расширение зоны действия Мурманской ТЭЦ схемой теплоснабжения не предусматривается.

9. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

9.1. Котельная «РОСТа»

Котельная «РОСТа» расположена на севере г. Мурманска. Зоны теплоснабжения котельной «РОСТа» и Северной котельной являются смежными. Данные зоны приведены на рисунке 6.13.

Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии от данных котельных значительно отличаются, так УРУТ на отпуск тепловой энергии от котельной Роста составляет 181,9 кг_{у.т}/Гкал, а Северной котельной – 166,2 кг_{у.т}/Гкал. Соотношение удельных расходов топлива приведено на рисунке 6.14.

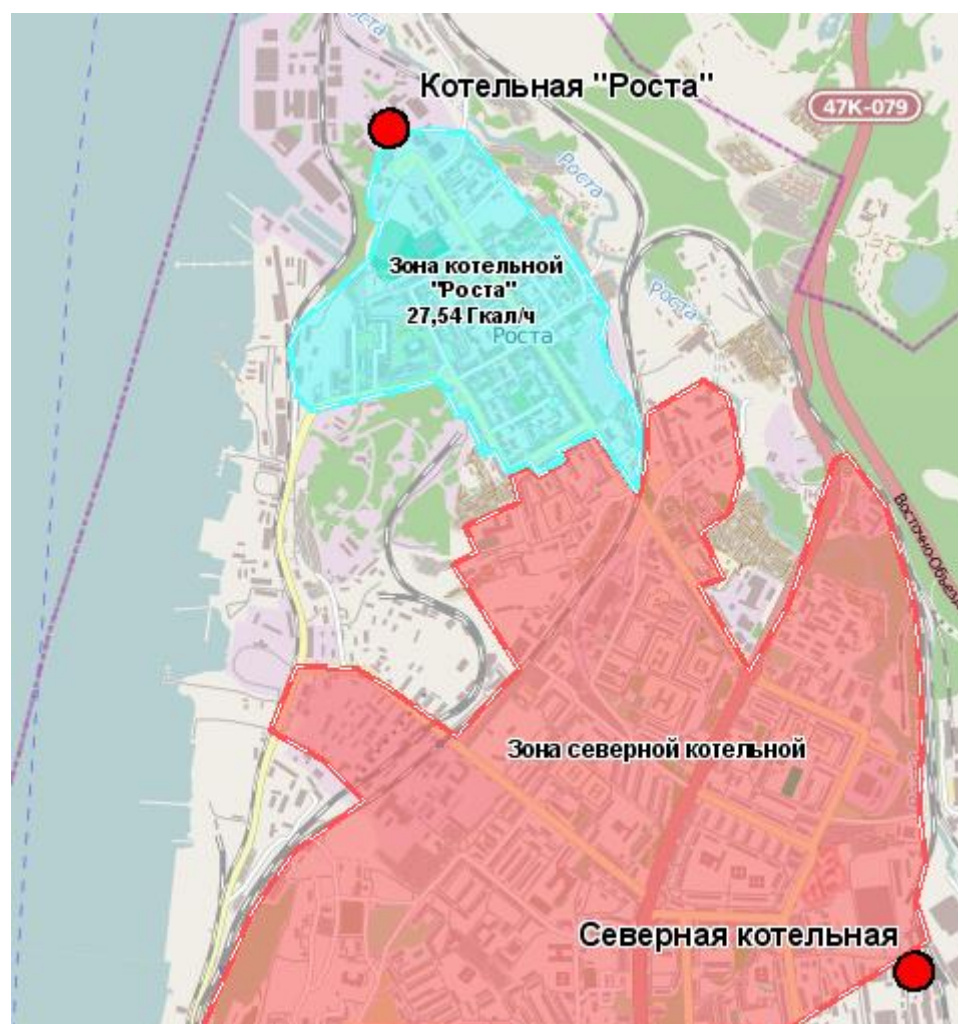


Рисунок 6.13 - Зоны теплоснабжения котельной Роста и Северной котельной



Рисунок 6.14 - Удельные расходы топлива на Северной котельной 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 Северной котельной существует резерв тепловой мощности в объеме 179,5 Гкал/ч, что достаточно для такого переключения.

Балансы тепловой мощности котельных Северная и «РОСТА» приведены в таблице 6.39 и на рисунке 6.15.

Таблица 6.39 Балансы тепловой мощности котельных

Наименование	Котельная Роста	Северная котельная
Установленная мощность, Гкал/ч	159,7	376,7
Располагаемая мощность, Гкал/ч	59,7	376,7
Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	27,5	197,7
Резерв на источнике, Гкал/ч	19,6	179,5

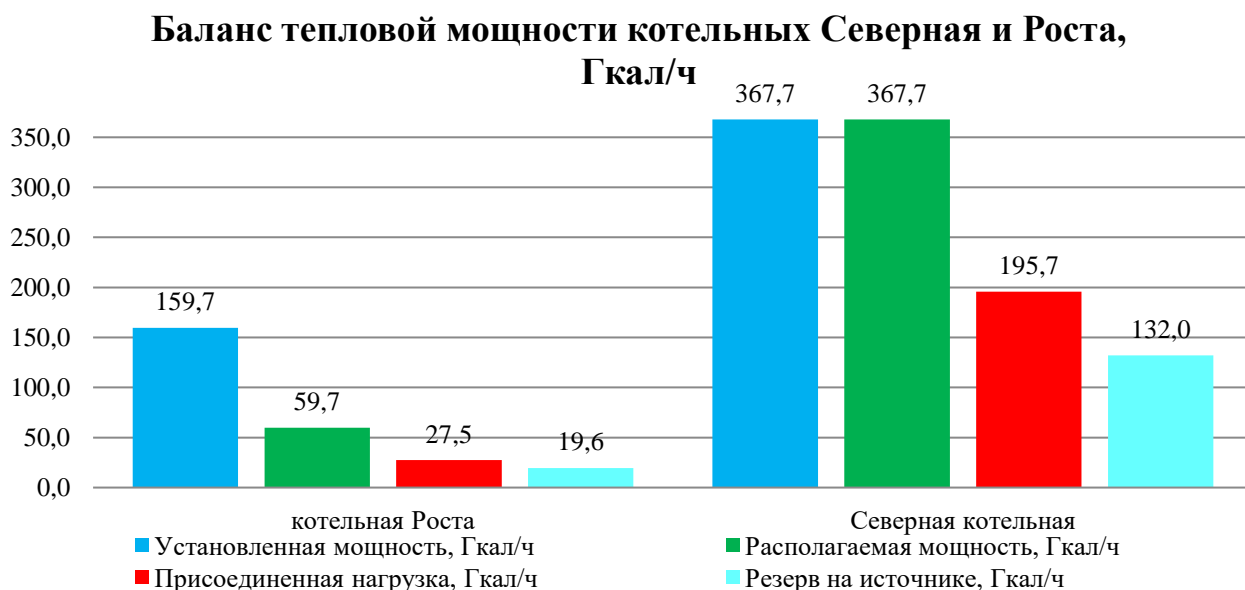


Рисунок 6.15 - Баланс тепловой мощности котельных Северная и Роста

Резерв тепловой мощности на Северной котельной вполне достаточен для покрытия существующих нагрузок зоны котельной Роста.

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

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

Состав оборудования котельной приведен в таблице 6.40.

Технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 6.41.

Таблица 6.40 Состав оборудования котельной Роста

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы				Закрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную в 2021 году		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
Паровые котлы						
3	ГМ-50-14/250	1978	50 т/ч			
4	ГМ-50-14/250	1978	50 т/ч			
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			159,0			
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			27,54			

Таблица 6.41 Техничко-экономические показатели работы котельной Роста вне зависимости от Сценарных условий

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	27,5	27,5	27,0	27,5	27,0	Заккрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную.
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	110,4	110,4	109,3	110,4	109,3	
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	99,3	99,3	98,2	99,3	98,2	
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	84,6	84,6	83,4	84,6	83,4	
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии							
Мазут	кгу.т/Гкал	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	
Расход условного топлива	тыс. тут.	18,3	18,3	18,1	18,3	18,1	
Мазут	тыс. тут.	18,3	18,3	18,1	18,3	18,1	
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии							
Мазут	кгу.т/Гкал	184,6	184,6	184,8	184,6	184,8	
Переводной коэффициент							
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	
Расход натурального топлива							
Мазут	тыс. т	13,5	13,5	13,3	13,5	13,3	
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки							
Мазут	тыс. руб./т.	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	
Затраты на топливо	млн руб.	105,8	105,8	104,7	105,8	104,7	
Мазут	млн руб.	105,8	105,8	104,7	105,8	104,7	
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1065,6	1065,6	1066,8	1065,6	1066,8	

9.2. Котельная Северная и Восточная по 2 сценарию

Обе рассматриваемые котельные используют мазут в качестве основного вида энергоносителя. Суммарная располагаемая мощность источников теплоснабжения составляет 757,7 Гкал/ч, суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей по договору – 348,8 Гкал/ч, усредненный коэффициент использования установленной мощности по источникам составляет 17,1%.

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

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

Котельная «Северная» в настоящее время имеет избыток тепловой мощности. Резерв располагаемой мощности составляет 36%, простои негативно сказываются на состоянии неработающих котлоагрегатов. Срок службы основного оборудования превышает 45 лет.

Котельная «Восточная» в настоящее время имеет избыток тепловой мощности. Резерв располагаемой мощности составляет 53%, простои негативно сказываются на состоянии неработающих котлоагрегатов. Срок службы основного оборудования превышает 30 лет.

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

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

9.3. Котельная АО Мурманский морской рыбный порт

26.04.2016 в администрацию города Мурманска поступило уведомление от АО «Мурманский морской рыбный порт» о выводе котельной из эксплуатации. В целях недопущения дефицита мощности в данной системе теплоснабжения, руководствуясь

законодательными актами в сфере теплоснабжения, Администрация постановила приостановить вывод из эксплуатации источника до 31.12.2018. Таким образом, к отопительному сезону 2018/2019 должен быть реализован вариант теплоснабжения от альтернативного источника всей существующей городской нагрузки котельной АО «Мурманский морской рыбный порт».

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

В настоящее время подключенная нагрузка котельной составляет 20,4 Гкал/ч, в том числе 4,7 Гкал/ч – нагрузка потребителей, подключенных через ЦТП.

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

10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

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;
- неэффективности существующей системы теплоснабжения;
- 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 ст. 14 ФЗ №190 от 27.07.2010 г., Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами

подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

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

Существующие потребители, подключенные в надлежащем порядке к централизованным системам теплоснабжения могут быть переведены на индивидуальное поквартирное теплоснабжение только в случае обоснования в схеме теплоснабжения экономической убыточности (нецелесообразности) теплоснабжения с использованием существующих систем централизованного теплоснабжения.

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.

10.1. Система теплоснабжения зоны ЦТП Новосельская

Существующие потребители, подключенные к котельной АО «Мурманский морской рыбный порт» через ЦТП по ул. Новосельская получают тепловую энергию от котельной в паре, который подогревает теплоноситель в виде горячей воды в ЦТП. Изначально подключенная нагрузка к ЦТП составляла 0,74 Гкал/ч, что соответствовало плотности тепловой нагрузки для данной территории 0,009 Гкал/ч/га. На текущий момент времени бóльшая часть из ранее подключенных потребителей тепла от ЦТП Новосельская самостоятельно отказалась от услуг централизованного теплоснабжения. Таким образом, текущая подключенная нагрузка 0,535 Гкал/ч. Это соответствует плотности тепловой нагрузки 0,0067 Гкал/ч/га, что на 33% ниже рекомендованного значения 0,01 Гкал/ч/га.

При этом, часть квартир в данных домах являются брошенными, с выбитыми стеклами, и, соответственно, низким коэффициентом сопротивления теплопередачи и повышенными потерями тепла.

По результатам анализа фактических балансов тепловой энергии в системе данного источника, годовые потери тепловой энергии в паре на участке паропровода от котельной АО «Мурманский морской рыбный порт» составляют 11388 Гкал при полезном отпуске на уровне 6969 Гкал (или 61% от полезного отпуска). Это связано с неудовлетворительным техническим состоянием паропровода и его теплоизоляции, о чем свидетельствует фото, приведенной ниже.



Рисунок 6.16 - Подключение к паровым сетям котельной АО «Мурманский морской рыбный порт»

Столь существенные потери в паропроводе, а также невозможность компенсировать данные потери в составе тарифа, влечет существенные убытки собственнику паропровода и котельной в размере 22,8 млн./год.

Принимая во внимание вышеизложенное, настоящей схемой теплоснабжения рекомендуется перевод существующих потребителей, подключенных к

централизованным сетям теплоснабжения от ЦТП по ул. Новосельская, на индивидуальное поквартирное электроотопление, с выводом из эксплуатации паропровода до ЦТП Новосельская, самого ЦТП и всех тепловых сетей от него.

Перевод на индивидуальное электроотопление должно быть выполнено в два этапа:

1 этап – строительство отдельной линии электропередач от РУ 0,4кВ питающей подстанции с дооборудованием дополнительного фидеров для обеспечения нагрузки и учета указанной линии.

2 этап – капитальный ремонт систем отопления зданий, монтаж дополнительной внутридомовой проводки с дооборудованием дополнительных групп в щитах абонентов.

Ориентировочная стоимость реализации мероприятий по переводу на индивидуальное квартирное электроотопление составит 9 млн. руб.

Все работы должны быть выполнены к началу отопительного сезона 2018/2019, т.е. к концу августа 2018 года.

Существующие потребители, подключенные к котельной АО «Мурманский морской рыбный порт» через ЦТП по ул. Фестивальная также получают тепловую энергию от котельной в паре. Подключенная нагрузка к ЦТП составляет 2,18 Гкал/ч, что соответствует плотности тепловой нагрузки для данной территории 0,1 Гкал/ч/га. Таким образом, для системы ЦТП Фестивальная, в качестве альтернативного источника теплоснабжения рекомендуется источник централизованного теплоснабжения. Данный вопрос более подробно рассмотрен в п.12 настоящей главы.

11. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Существующие производственные зоны, расположенные в непосредственной близости от крупных котельных и обеспечиваются тепловой энергией в виде пара и горячей воды в полном объеме.

Новые производства, планируемые к строительству в зонах действия существующих источников, могут быть обеспечены тепловой энергией в виде горячей воды.

Планируемые к строительству производства, расположенные вне зон действия существующих источников, а также производства технологическим процессом

которых, предусмотрено потребление газа, должны обеспечиваться тепловой энергией от собственных источников.

12. Обоснование мероприятий на котельных, не вошедших в предыдущие группы

12.1. Строительство угольной котельной Северная-Восточная (только для 2 сценария)

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

Объединенная зона теплоснабжения котельной Северная-Восточная приведена на рисунке 6.16.

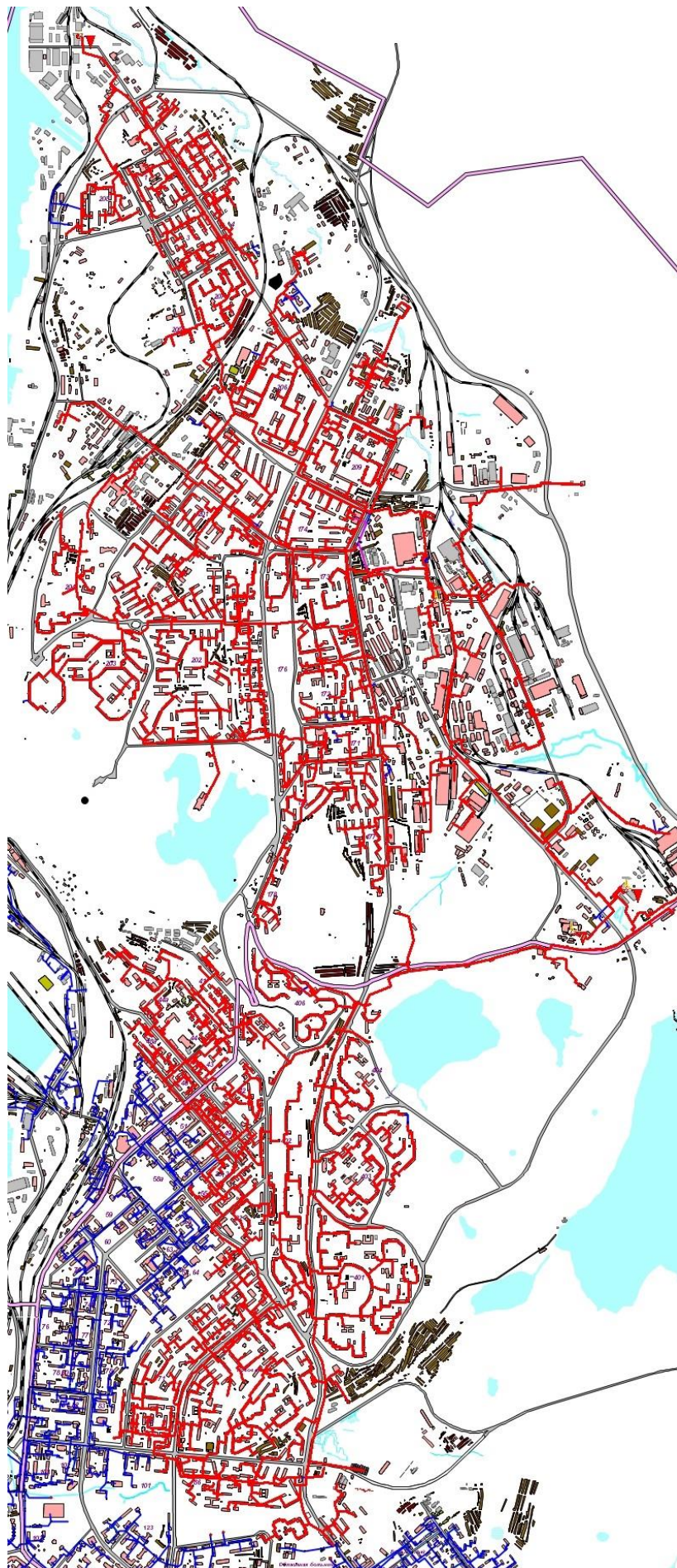


Рисунок 6.17 - Объединенная зона теплоснабжения котельной Северная-Восточная

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

Состав оборудования котельной приведен в таблице 6.42.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий по строительству котельной Северная-Восточная представлены в таблице 6.43.

Технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 6.44.

Таблица 6.42 Перспективный состав оборудования новой угольной котельной Северная-Восточная для Сценария 2

Перспективное положение на расчётный срок			
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность
Водогрейные котлы			
1	КВТК-100	2028	100
2	КВТК-100	2028	100
3	КВТК-100	2028	100
4	КВТК-100	2028	100
5	КВТК-100	2028	100
6	КВТК-100	2028	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			600,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			458,56

Таблица 6.43 Капитальные затраты на строительство котельной Северная-Восточная для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2027	2028.
Перенос ЛЭП	71,5	
Котельное отделение	981	245
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗПУ	1 042	261
Бак запаса воды	13	3
Приборы учета тепла	14	3
ВПУ	70	18
Закрытый расходный склад угля	237	59
Подготовка площадки под строительство	81	20
СМР котельной с дымовой трубой	914	228
Транспортировка оборудования и материалов	27	7
ПИР и экспертиза проекта	136	34
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	64	16
Первичное заполнение резервуаров и систем	0	0
Непредвиденные затраты 3%	671	168
Всего	4 322	1 062

Источник: расчеты ВТИ, ИБ «ФИНИСТ»

**Таблица 6.44 Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной
Северная-Восточная**

Наименование	Единица измерения	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	457,8	458,6
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,0	22,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	45,3	45,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1496	1498
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	90	90
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	75	75
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал		
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	Тыс. Гкал	81	81
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	1511	1513
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	56	56
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	1455	1457
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии			
Уголь	кг.т/Гкал	178,6	178,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов			
Уголь	кг.т/Гкал	186,8	186,8
Расход условного топлива	тыс. тут.	267,1	267,5
Уголь	тыс. тут.	267,1	267,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии			
Уголь	кг.т/Гкал	186,8	186,8
Переводной коэффициент			
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770
Расход натурального топлива			
Уголь	тыс. т	346,9	347,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
Уголь	тыс. руб./т.	3,4	3,4
Затраты на топливо	млн руб.	1183,1	1184,9
Уголь	млн руб.	1183,1	1184,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	783,4	783,4

12.2. Дизельная котельная п. Дровяное МУП «Мурманская управляющая компания»

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии от дизельной котельной п. Дровяное являются затраты на топливо. Так затраты на топливо, учетные в тарифе составляют порядка 10 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 6.45 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток.

Таблица 6.45 Тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению (тарифы с учетом НДС) за 2014 год, руб./кВт*ч

[illegible]

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

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

Планируется следующий режим работы котельной:

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

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

Планируемая суммарная мощность электродкотлов составляет 0,6 Гкал/ч, что соответствует подключенной нагрузке при температуре наружного воздуха -9°C . Продолжительность периода температуры наружного воздуха ниже -9°C составляет 1350 ч. в год. График Россандера для предлагаемого режима работы приведен на рисунке 6.17.

график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное

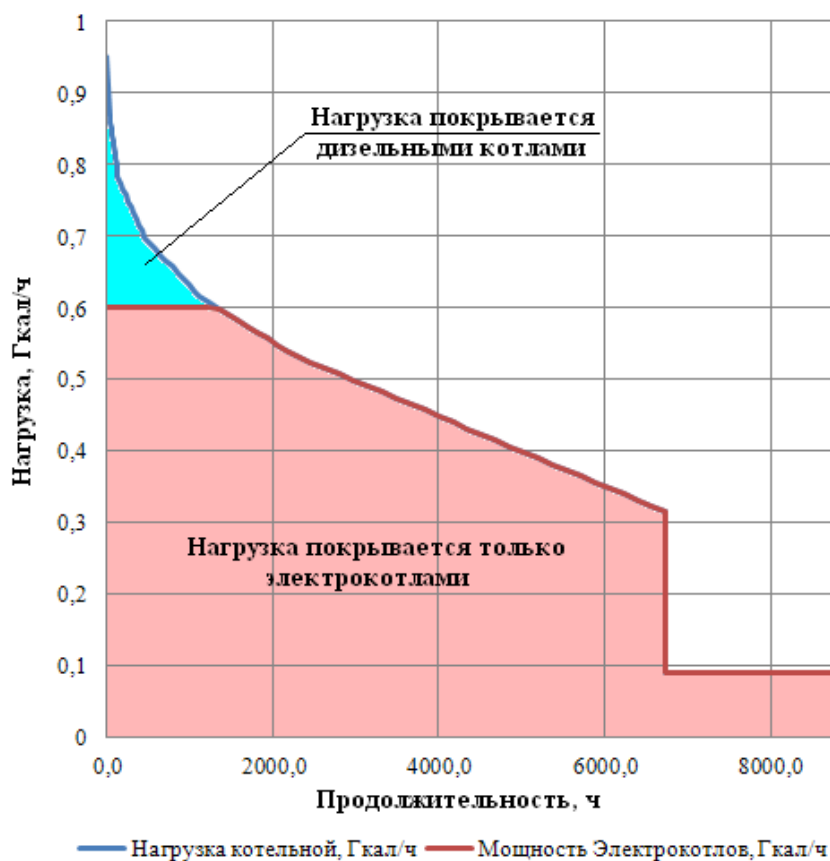


Рисунок 6.18 - График Россандера при работе электродкотлов

В качестве нагревательных элементов электродкотлов следует рассматривать фланцевые погружные электронагреватели.

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



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



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

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

Состав оборудования дизельной котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 6.46.

Таблица 6.46 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	2018	0,3 Гкал/ч
5	-	-	-	ТЭН-300	2018	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 2018 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 2018 по 2021 годы составит 6,44 млн. рублей.

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

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

Показатели работы дизельной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 6.47.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 6.48.

Таблица 6.47 Показатели работы Дизельной котельной п. Дровяное на период актуализации схемы теплоснабжения

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
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
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
Существующая 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
Перспективная 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
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
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
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	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
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	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
В том числе:															
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	тыс. Гкал	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	тыс. Гкал	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
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Дизель	%	100,0%	100,0%	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%	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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
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
Электроэнергия	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
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
Дизель	тыс. туг.	0,5	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
Электроэнергия	тыс. туг.	0,0	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
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Дизель	кгу.т/Гкал	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2
Электроэнергия	кгу.т/Гкал	0,0	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
Переводной коэффициент															
Дизель	туг/тнт	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива															
Дизель	тыс. т	0,353	0,353	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	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
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Дизель	тыс. руб./т.	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602	31,602
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
Затраты на топливо	млн руб.	11,158	11,158	8,215	8,215	8,215	8,215	8,215	8,215	8,215	8,215	8,215	8,215	8,215	8,215
Дизель	млн руб.	11,158	11,158	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789
Электроэнергия	млн руб.	0,000	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
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	3317,4	3317,4	2442,4	2442,4	2442,4	2442,4	2442,4	2442,4	2442,4	2442,4	2442,4	2442,4	2442,4	2442,4

Таблица 6.48 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 электроджетов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	2018	1200
Всего	-	1200,0

12.3. 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 составили 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, выставляемой «на глаз» кочегара. КПД таких котлов в значительной степени колеблется в зависимости от циклов подачи топлива. Условная циклическая зависимость КПД таких котлов представлена на рисунке 6.18.

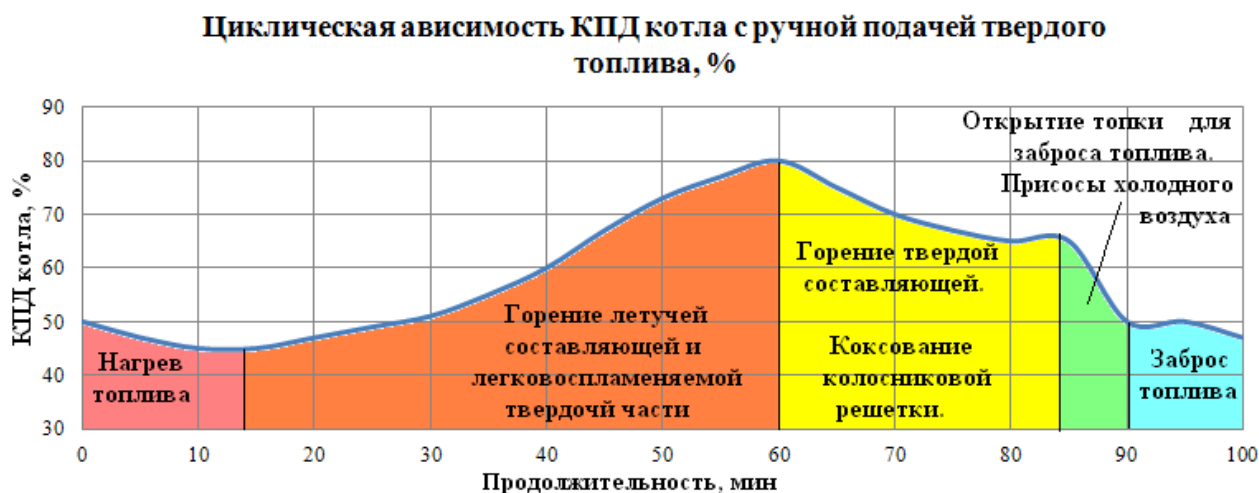


Рисунок 6.19 - Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

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

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

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

Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной

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

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

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев приведены в таблице 6.49.

Таблица 6.49 Техничко-экономические показатели работы угольной котельной п. Дровяное

Наименование	Единица измерения	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
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73
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
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	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	468,4	421,4	374,5	327,5	280,6	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1
Расход условного топлива	тыс. тут.	2,2	2,0	1,8	1,5	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Уголь	тыс. тут.	2,2	2,0	1,8	1,5	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Уголь	кгу.т/Гкал	477,5	429,6	381,8	333,9	286,0	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7
Переводной коэффициент															
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива															
Уголь	тыс. т	2,878	2,589	2,301	2,013	1,724	1,463	1,463	1,463	1,463	1,463	1,463	1,463	1,463	1,463
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Уголь	тыс. руб./т.	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412
Затраты на топливо	млн руб.	9,820	8,836	7,852	6,867	5,883	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992
Уголь	млн руб.	9,820	8,836	7,852	6,867	5,883	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992	4,992
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2115,9	1903,8	1691,7	1479,6	1267,5	1075,7	1075,7	1075,7	1075,7	1075,7	1075,7	1075,7	1075,7	1075,7

12.4. Котельная п. Абрам-Мыс АО «Мурманэнергосбыт»

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

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

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

Теплоснабжение населения осуществляется через ЦТП, где установлены пароводяные теплообменники. Пар от котельной до ЦТП транспортируется по паропроводу с возвратом конденсата. Баланс тепловой мощности котельной представлен на рисунке 6.19.

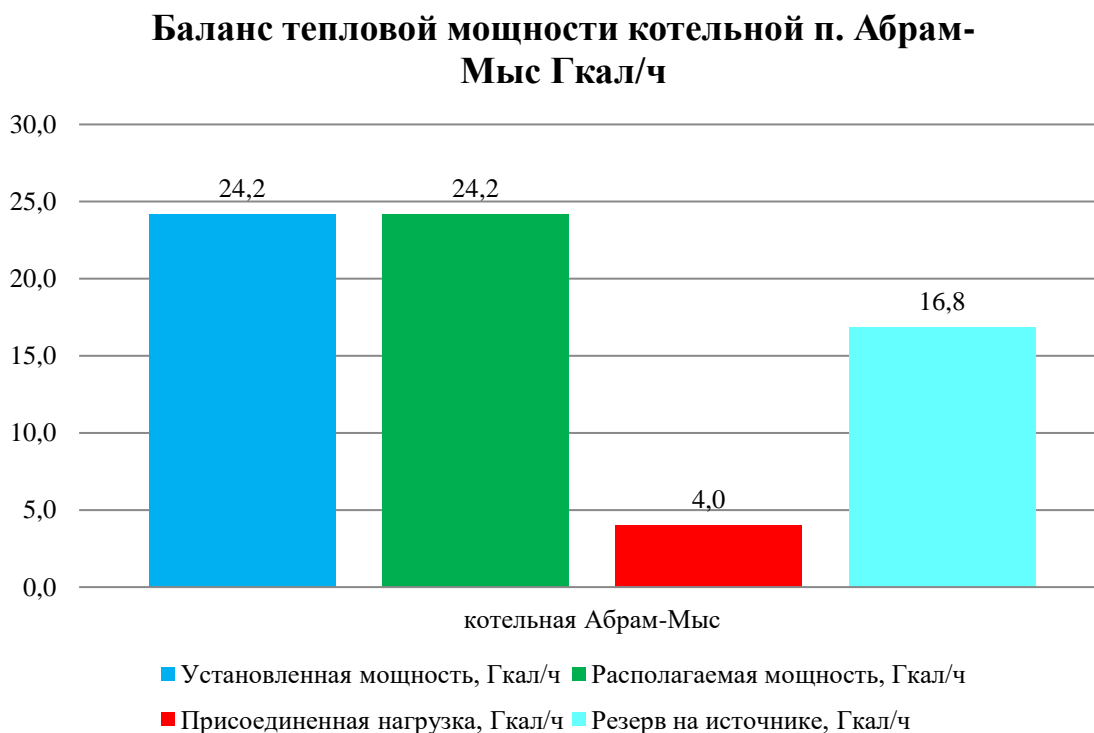


Рисунок 6.20 - Баланс тепловой мощности котельной п. Абрам-Мыс

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

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

Мероприятия для котельной п. Абрам-Мыс

Сценарий 1

Для сценария 1 предполагается использование древесной щепы на котельной, начиная с 2018 г. Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-мыс (согласно расчетам разработчика ТЭО – ООО «Невтехэнерго» г. Санкт-Петербург) представлены в таблице 6.50.

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 6.51. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 1 представлены в таблице 6.52.

Таблица 6.50 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 6.51 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	2018	2,15 Гкал/ч
				КВм-2,5щг	2018	2,15 Гкал/ч
				КВм-2,5щг	2018	2,15 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,45
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,97			3,97

Таблица 6.52 Техничко-экономические показатели работы котельной п. Абрам-Мыс по Сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	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
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,494	1,494	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	16,6	16,6	15,6	15,5	15,5	15,4	15,4	15,3	15,3	15,2	15,2	15,1	15,1	15,1
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,6	14,6	14,6	14,5	14,5	14,4	14,4	14,3	14,3	14,2	14,2	14,1	14,1	14,1
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,6	12,6	12,5	12,5	12,4	12,4	12,3	12,3	12,2	12,2	12,1	12,1	12,1	12,1
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	50,0%	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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6
Древесная щепа	кгу.т/Гкал	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. тут.	2,7	2,7	2,6	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Мазут	тыс. тут.	2,7	2,7	1,2	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. тут.	0,0	0,0	1,4	2,8	2,8	2,8	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	182,7	182,7	171,7	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	190,9	191,0	191,0	191,1	191,1	191,1	191,2	191,2	191,3	191,3	191,3	191,3
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Древесная щепа	тут/тнт	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	2,0	2,0	0,9	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	4,8	9,6	9,5	9,5	9,5	9,4	9,4	9,4	9,3	9,3	9,3	9,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Древесная щепа	тыс. руб./т.	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Затраты на топливо	млн руб.	15,4	15,4	13,4	12,4	12,4	12,3	12,3	12,3	12,2	12,2	12,1	12,1	12,1	12,1
Мазут	млн руб.	15,4	15,4	7,2	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	6,2	12,4	12,4	12,3	12,3	12,3	12,2	12,2	12,1	12,1	12,1	12,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1054,9	1054,9	923,5	856,1	856,2	856,4	856,6	856,8	857,0	857,2	857,4	857,6	857,6	857,6

Сценарий 2

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

Для этого необходимо создание следующей электросетевой инфраструктуры:

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

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

Реализация проекта предполагается полностью за счет бюджетных инвестиций.

Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 6.54. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 6.55.

Таблица 6.53 Требуемые инвестиции в строительство электростанции Абрам-Мыс, тыс. руб.

Наименование	2022	2023
Создание электросетевой инфраструктуры	610810	0
Котельное отделение	6000	2000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗПУ	10000	2000
Бак запаса воды	0	0
Приборы учета тепла	0	0
ВПУ	1000	0
Электросчетная с сопутствующей инфраструктурой	3000	1000
Подготовка площадки под строительство	0	0
СМР котельной с дымовой трубой	5000	1000
Транспортировка оборудования и материалов	0	0
ПИР и экспертиза проекта	1000	0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2000	0
Первичное заполнение резервуаров и систем	2000	0
Непредвиденные затраты 3%	6000	1000
Всего	646810	9000

Таблица 6.54 Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс по Сценарию 2

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	КЭВ 2500/6	1981	10 т/ч	-	-	-
2	КЭВ 2500/6	1980	25 т/ч	-	-	-
3	КЭВ 2500/6	1980	10 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
1				КЭВ 2500/10	2023	2,2 Гкал/ч
2				КЭВ 2500/10	2023	2,2 Гкал/ч
3				КЭВ 2500/10	2023	2,2 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,6
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,97			3,97

Таблица 6.55 Технико-экономические показатели работы котельной п. Абрам-Мыс по Сценарию 2

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	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
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,494	1,494	1,494	1,494	1,494	1,494	1,494	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	16,6	16,6	16,6	16,5	16,5	16,4	16,4	15,4	15,3	15,3	15,2	15,2	15,2	15,2
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,6	14,6	14,6	14,5	14,5	14,4	14,4	14,3	14,3	14,2	14,2	14,1	14,1	14,1
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,6	12,6	12,5	12,5	12,4	12,4	12,3	12,3	12,2	12,2	12,1	12,1	12,1	12,1
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6
Электроэнергия	кг.т/Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Мазут	тыс. тут.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	182,7	182,7	182,8	182,9	183,0	183,0	183,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,8	154,8	154,8	154,9	154,9	154,9	154,9
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	17,9	17,9	17,8	17,8	17,8	17,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Электроэнергия	руб./кВт*ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Затраты на топливо	млн руб.	15,3	15,3	15,3	15,2	15,2	15,1	15,1	16,9	16,9	16,8	16,8	16,7	16,7	16,7
Мазут	млн руб.	15,3	15,3	15,3	15,2	15,2	15,1	15,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,9	16,9	16,8	16,8	16,7	16,7	16,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1047,2	1047,2	1047,6	1048,1	1048,5	1049,0	1049,4	1182,8	1183,1	1183,4	1183,7	1184,0	1184,0	1184,0

12.5. Котельная завода ТО ТБО

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

На котельной установлены два мусоросжигательных котла, для подсветки факела в которых используется мазут.

Тепловая энергия в виде пара подается на Восточную котельную ПАО «Мурманская ТЭЦ».

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной 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, представлены в таблицах 6.56-6.58.

Таблица 6.56 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 6.57 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 6.58 Техничко-экономические показатели работы котельной ТО ТБО

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Собственное потребление завода	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Полезный отпуск на Восточную котельную	тыс. Гкал	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
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
Твердое топливо (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
Расход условного топлива	тыс. тут.	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9
Мазут	тыс. тут.	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. тут.	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4	246,4
Твердое топливо (ТБО)	кгу.т/Гкал	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4	230,4
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
Твердое топливо (ТБО)	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
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	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	1,1
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
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
Твердое топливо (ТБО)	тыс. руб./т.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Затраты на топливо	млн руб.	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
Мазут	млн руб.	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
Твердое топливо (ТБО)	млн руб.	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4

12.6. Котельная ПАО Мурманский морской торговый порт

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

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

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

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и капитальные затраты на мероприятия представлены в таблицах 6.59—6.61.

Таблица 6.59 Состав оборудования котельной ПАО «Мурманский морской торговый порт»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ДЕ 10/14	2000	6,6 Гкал/ч 10 т/ч	ДЕ 10/14	2000	6,6 Гкал/ч 10 т/ч
2	ДКВР 10/13	1987	6,6 Гкал/ч 10 т/ч	ДКВР 10/13	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			12,557

Таблица 6.60 Техничко-экономические показатели работы котельной ПАО Мурманский морской торговый порт

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	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. тут.	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	3,4
Мазут	тыс. тут.	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	3,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3	207,3
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
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Затраты на топливо	млн руб.	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Мазут	млн руб.	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2	1807,2

Таблица 6.61 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

12.7. Котельная БМК взамен ЦТП на ул. Фестивальная

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

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

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

Сценарий 1. Строительство БМК на жидком топливе

Для сценария 1 предполагается использование в качестве основного топлива мазут, отработанные масла. Требуемые инвестиции в строительство БМК на мазуте/отработке, согласно расчетам разработчика ГК «Элком» г. Санкт-Петербург представлены в таблице 6.69.

При Сценарии 1 предполагается строительство автономной блочной котельной с 3 водогрейными жаротрубными котлами ЖК 2,0, мощностью 2 000 кВт, ООО «БАЛТКОТЛОМАШ» с жидкотопливными горелками. Данные котлы эксплуатируются на жидких видах топлива (мазут, отработка, дизельное топливо) и имеют высокое значение КПД – не менее 92%.

Сценарий 2. Котельная на угле

Как альтернатива котельной на мазуте, может рассматриваться котельная на угле. Предлагается строительство котельной на каменном и буром угле с тремя котлами КВм, мощностью по 2 МВт каждый. КПД таких котлов не менее 80%.

Уголь со склада топлива поступает по транспортеру в прикотловой накопительный бункер, который имеет значительный объем, позволяющий осуществлять бункеровку угля не более 2-х раз в сутки. Из накопительного бункера происходит подача топлива в предтопочный бункер с помощью планки топливоподачи. Уровень топлива в прикотловом бункере контролируется датчиком. Принцип работы котлоагрегата проиллюстрирован на рисунке 6.21.

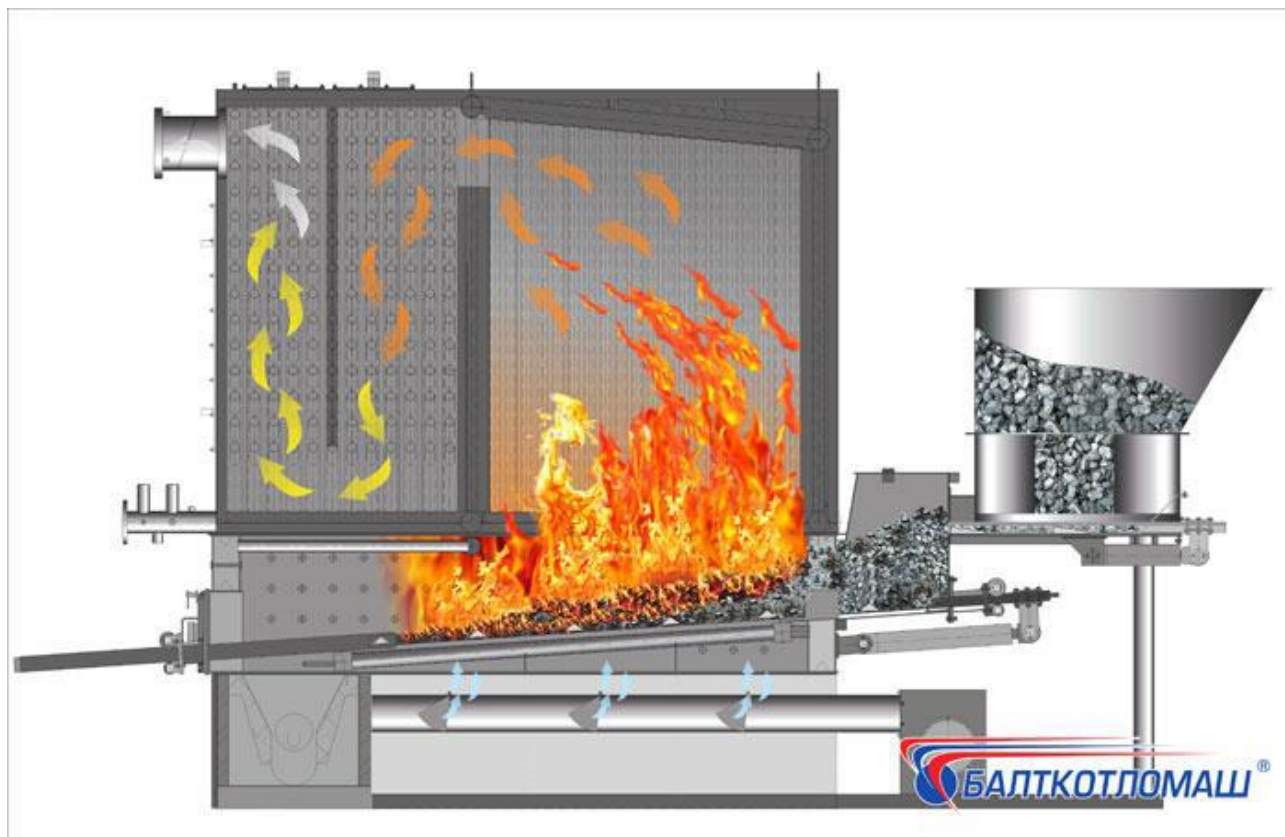


Рисунок 6.21 - Принцип работы котлоагрегата угольной котельной

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для БМК на мазуте и угольной котельной, приведены в таблицах 6.69– 6.70.

Технико-экономические показатели приведены в таблицах 6.71–6.72.

Таблица 6.62 Затраты на строительство БМК по 1 сценарию, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для строительства БМК	2017	3000
Строительство автономной БМК установленной мощностью 5,16 Гкал/ч	2018	27000
Всего	-	30000

Таблица 6.63 Затраты на строительство котельной на угле по 2 сценарию, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.

Разработка ПСД	2017	6000
Строительство угольной котельной установленной мощностью 5,16 Гкал/ч	2018	50000
Всего	-	56000

Таблица 6.64 Техничко-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	2,687	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,081	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
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	9,447	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	9,395	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376
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	8,770	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии													
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
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,455	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452
Мазут	тыс. тут.	1,455	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии													
Мазут	кгу.т/Гкал	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8
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
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. м3	1,062	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки													
Мазут	тыс. руб./м3	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Затраты на топливо	млн руб.	8,676	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658
Мазут	млн руб.	8,676	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658	8,658
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	923,4	923,4	923,4	923,4	923,4	923,4	923,4	923,4	923,4	923,4	923,4	923,4

Таблица 6.65 Техничко-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	2,687	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
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	9,481	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	9,395	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376
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	8,770	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751
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	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,806	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802
Уголь	тыс. тут.	1,806	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии													
Уголь	кгу.т/Гкал	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2
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	3,010	3,004	3,004	3,004	3,004	3,004	3,004	3,004	3,004	3,004	3,004	3,004
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки													
Уголь	тыс. руб./т.	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Затраты на топливо	млн руб.	10,270	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249
Уголь	млн руб.	10,270	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249	10,249
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1093,1	1093,1	1093,1	1093,1	1093,1	1093,1	1093,1	1093,1	1093,1	1093,1	1093,1	1093,1

12.8. Котельная ТЦ п. Росляково - 1

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

Установленная мощность котельной – 50,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 32,56 Гкал/ч.

В котельной установлено 7 котлоагрегатов:

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

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

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

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

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для угольной котельной, приведены в таблице 6.73.

Технико-экономические показатели приведены в таблице 6.74.

Таблица 6.66 Затраты на строительство котельной ТЦ Росляково - 1, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Котельное отделение	2023	74000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	2023	79000
Бак запаса воды	2023	1000
Приборы учета тепла	2023	1000
ВПУ	2023	5000
Закрытый расходный склад угля	2022	18000
Подготовка площадки под строительство	2022	6000
СМР котельной с дымовой трубой	2022	69000
Транспортировка оборудования и материалов	2022	2000
ПИР и экспертиза проекта	2022	10000
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2023	5000
Первичное заполнение резервуаров и систем	2023	300
Непредвиденные затраты	2023	51000
Всего	-	321001

Таблица 6.67 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
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	24,100	24,100	24,100	24,100	24,100
Собственные нужды в тепловой энергии	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 в тепловых сетях	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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	92,3	92,3	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	9,1	9,1	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8
Уголь	кгу.т/Гкал	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5
Расход условного топлива	тыс. тут.	15,4	15,4	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	16,6	16,6	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Мазут	тыс. тут.	15,4	15,4	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	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	0,0	16,6	16,6	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	185,1	185,1	185,1	185,1	185,1	185,1	185,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	200,1	200,1	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. м3	11,2	11,2	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,6	21,6	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./м3	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Уголь	тыс. руб./т.	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	3,4
Затраты на топливо	млн руб.	88,3	88,3	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	73,8	73,8	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7
Мазут	млн руб.	88,3	88,3	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	73,8	73,8	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1061,1	1061,1	1004,4	1004,4	1004,4	1004,4	1004,4	886,8	886,8	888,8	888,8	888,8	888,8	888,8

12.9. Угольная котельная ТЦ Росляково Южная

Котельная вырабатывает тепловую энергию в виде горячей воды и пара, производит отпуск потребителям на технологические нужды, нужды отопления и горячего водоснабжения (ГВС). Тип котельной – отдельно стоящее здание. Котельная принята в эксплуатацию в 2010 году.

Установленная мощность котельной – 7,63 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 5,61 Гкал/ч.

Основное топливо – уголь. Резервное топливо - не предусмотрено.

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

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

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

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

В рамках данного мероприятия необходимо выполнить:

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

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

Реализация проекта предполагается за счет бюджетных средств.

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

Показатели работы угольной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 6.75.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 6.76.

Таблица 6.68 Затраты на реконструкцию угольной котельной ТЦ Росляково Южная, тыс. руб.

Наименование	2022	2023
Создание электросетевой инфраструктуры	13280	0
Котельное отделение	4000	1000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗПУ	6	2000
Бак запаса воды	0	0
Приборы учета тепла	0	0
ВПУ	0	0
Электрощитовая с сопутствующей инфраструктурой	2000	0
Подготовка площадки под строительство	0	0
СМР котельной с дымовой трубой	3000	1000
Транспортировка оборудования и материалов	0	0
ПИР и экспертиза проекта	1000	0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	1000	0
Первичное заполнение резервуаров и систем	1000	0
Непредвиденные затраты 3%	4000	1000
ВСЕГО	35280	5000

Таблица 6.69 Показатели работы котельной ТЦ Росляково Южная

Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
Собственные нужды в тепловой энергии	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
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Уголь	кгу.т/Гкал	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	273,0
Электроэнергия	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
Расход условного топлива	тыс. тут.	3,8	3,776	3,776	3,776	3,776	3,776	3,776	3,776	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
Уголь	тыс. тут.	3,8	3,776	3,776	3,776	3,776	3,776	3,776	3,776	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Электроэнергия	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Уголь	кгу.т/Гкал	285,5	285,5	285,5	285,5	285,5	285,5	285,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	150,6	150,6	150,6	150,6	150,6	150,6	150,6
Переводной коэффициент															
Уголь	тут/тнт	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива															
Уголь	тыс. т	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Уголь	тыс. руб./т.	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412
Электроэнергия	руб./кВт*ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Затраты на топливо	млн руб.	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	15,22	15,22	15,22	15,22	15,22	15,22	15,22
Уголь	млн руб.	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1265,1	1265,1	1265,1	1265,1	1265,1	1265,1	1265,1	1150,8	1150,8	1150,8	1150,8	1150,8	1150,8	1150,8

13. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Балансы тепловой мощности и нагрузки в каждой системе теплоснабжения в разрезе двух сценариев приведены в таблице 6.77 и 6.78.

Таблица 6.70 Балансы тепловой мощности и нагрузки для Сценария 1

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мурманская ТЭЦ	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	285,1	285,1	283,4	265,2	266,8	266,8	266,8	266,8	266,8	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	28,5	28,5	29,2	29,9	27,0	32,1	37,1	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	26,0	26,0	26,0	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	822	822	811	808	807	810	809	807	806	709	707	706	705	705
	Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	89	89	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
	Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	733	733	723	720	719	722	721	719	718	621	619	618	617	617
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	28	28	28	25	24	22	21	20	18	17	16	15	13	13
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	705	705	695	695	695	700	700	700	700	604	604	604	604	604
Южная котельная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	291,01	293,29	295,07	299,65	303,44	306,08	308,38	310,40	312,35	313,39	314,40	314,77	315,15	315,52
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09	22,09
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1008	1011	1030	1046	1056	1061	1066	1070	1073	1073	1073	1071	1069	1066
	Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	72	74	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	Хояйственные нужды	тыс. Гкал	1,72	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	936	937	955	971	980	986	991	995	998	998	998	996	993	991
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	895	896	914	930	939	945	950	953	957	957	957	954	952	950
Восточная котельная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	155,4	157,5	156,5	183,2	189,3	189,3	189,3	189,3	189,3	232,8	232,8	232,8	232,8	233,6
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	16,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	507	507	511	598	617	614	612	610	608	743	740	737	734	734
	Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	93	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
	Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	64	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
	Хояйственные нужды	тыс. Гкал	1,463	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408
	Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	Тыс. Гкал	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	535	535	539	626	645	642	640	638	636	771	768	765	763	762
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	24	24	24	25	25	25	25	25	25	29	29	29	29	29
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	511	511	515	601	619	617	615	613	610	742	739	736	733	733
Северная котельная	Наименование	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	197,9	197,9	197,4	200,5	200,5	224,4	224,4	224,4	224,4	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	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	670	670	669	706	706	762	762	762	761	761	761	761	761	761
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	634	634	633	670	670	726	726	726	725	725	725	725	725	725
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	68	68	68	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	566	566	565	586	586	641	641	641	641	641	641	641	641	641
Котельная Роста	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	27,5	27,5	27,0	27,0	27,0	Вывод из эксплуатации в 2021 году								
	Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7									
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9									
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	110,4	110,4	109,3	109,3	109,3									
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1									

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	99,3	99,3	98,2	98,2	98,2									
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8									
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	84,6	84,6	83,4	83,4	83,4									
Котельная пос. Абрам-Мыс	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	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
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,494	1,494	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	16,6	16,6	15,6	15,5	15,5	15,4	15,4	15,3	15,3	15,2	15,2	15,1	15,1	15,1
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,6	14,6	14,6	14,5	14,5	14,4	14,4	14,3	14,3	14,2	14,2	14,1	14,1	14,1
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,6	12,6	12,5	12,5	12,4	12,4	12,3	12,3	12,2	12,2	12,1	12,1	12,1	12,1
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342
Котельная ПАО Мурманский морской торговый порт	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
	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
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Котельная завода ТБО	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	Собственное потребление завода	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
	Полезный отпуск на Восточную котельную	тыс. Гкал	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Угольная котельная п. Дровяное	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,020	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
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73
	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
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
Дизельная котельная п. Дровяное	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
	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
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	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
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	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
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	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

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Котельная АО Мурманский морской рыбный порт	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	20,40	20,40	20,40	Вывод из эксплуатации в 2019 году										
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00											
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00											
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	67,8	54,1	54,1											
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	9,4	7,0	7,0											
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	58,3	47,0	47,0											
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	15,8	12,9	12,9											
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	42,5	34,1	34,1											
Котельная ТЦ Росляково Южная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
	Собственные нужды в тепловой энергии	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
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	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
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95
Котельная ТЦ Росляково	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	24,100	24,100	24,100	24,100	24,100
	Собственные нужды в тепловой энергии	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 в тепловых сетях	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
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	92,3	92,3	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	9,1	9,1	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8
Котельная Фестивальная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч			2,687	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч			0,081	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
	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			9,447	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427	9,427
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал			0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал			9,395	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376
	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			8,770	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751
Котельная 22	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474

Таблица 6.72 Балансы тепловой мощности и нагрузки для Сценария 2

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мурманская ТЭЦ	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	285,1	285,1	283,4	265,2	266,8	266,8	266,8	266,8	266,8	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	28,5	28,5	29,2	29,9	27,0	32,1	37,1	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	26,0	26,0	26,0	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	822	822	811	808	807	810	809	807	806	709	707	706	705	705
	Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	89	89	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
	Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	733	733	723	720	719	722	721	719	718	621	619	618	617	617
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	28	28	28	25	24	22	21	20	18	17	16	15	13	13
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	705	705	695	695	695	700	700	700	700	604	604	604	604	604
Южная котельная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	291,013	293,293	295,067	299,648	303,436	306,083	308,378	310,396	312,354	313,391	314,399	314,773		
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	-	-
	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		
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1008	1011	1030	1046	1056	1061	1066	1070	1073	1073	1073	1071	-	-
	Собственные +хоз. нужды источника	тыс. Гкал	72	74	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	-	-
	Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	1,717	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	-	-
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	936	937	955	971	980	986	991	995	998	998	998	996	-	-
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	-	-
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	895	896	914	930	939	945	950	953	957	957	957	954	-	-
Восточная котельная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	155,4	157,5	156,5	183,2	189,3	189,3	189,3	189,3	189,3	232,8	232,8	232,8	-	-
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	-	-
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	16,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	19,6	19,6	19,6	-	-
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	507	507	511	598	617	614	612	610	608	743	740	737		
	Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	93	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90		
	Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	64	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	-	-
	Хояйственные нужды	тыс. Гкал	1,463	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	1,408	-	-
	Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	Тыс. Гкал	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	-	-
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	535	535	539	626	645	642	640	638	636	771	768	765	-	-
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	24	24	24	25	25	25	25	25	25	29	29	29	-	-
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	511	511	515	601	619	617	615	613	610	742	739	736	-	-
Северная котельная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	197,9	197,9	197,4	200,5	200,5	224,4	224,4	224,4	224,4	224,3	224,3	224,3	-	-
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	-	-
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,7	20,7	20,7	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	670	670	669	706	706	762	762	762	761	761	761	761	-	-
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	-	-
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	634	634	633	670	670	726	726	726	725	725	725	725	-	-
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	68	68	68	84	84	84	84	84	84	84	84	84	-	-
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	566	566	565	586	586	641	641	641	641	641	641	641	-	-
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	27,5	27,5	27,0	27,0	27,0	Вывод из эксплуатации в 2021 году								
Котельная Роста	Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7									
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9									
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	110,4	110,4	109,3	109,3	109,3									
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1									
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	99,3	99,3	98,2	98,2	98,2									
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8									

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Котельная пос. Абрам-Мыс	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	84,6	84,6	83,4	83,4	83,4									
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	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
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,494	1,494	1,494	1,494	1,494	1,494	1,494	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	16,6	16,6	16,6	16,5	16,5	16,4	16,4	15,4	15,3	15,3	15,2	15,2	15,2	15,2
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,6	14,6	14,6	14,5	14,5	14,4	14,4	14,3	14,3	14,2	14,2	14,1	14,1	14,1
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,6	12,6	12,5	12,5	12,4	12,4	12,3	12,3	12,2	12,2	12,1	12,1	12,1	12,1
Котельная ПАО Мурманский морской торговый порт	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342	13,342
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880	10,880
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
	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
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Котельная завода ТБО	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	Собственное потребление завода	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Угольная котельная п. Дровяное	Полезный отпуск на Восточную котельную	тыс. Гкал	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,020	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
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73
	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
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
Дизельная котельная п. Дровяное	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
	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
	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
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	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
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	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
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	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
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	20,40	20,40	20,40	Вывод из эксплуатации в 2019 году										

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Котельная АО Мурманский морской рыбный порт	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00											
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00											
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	67,8	54,1	54,1											
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	9,4	7,0	7,0											
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	58,3	47,0	47,0											
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	15,8	12,9	12,9											
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	42,5	34,1	34,1											
Котельная ТЦ Росляково Южная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
	Собственные нужды в тепловой энергии	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
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	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
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95
Котельная ТЦ Росляково	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	19,090	24,100	24,100	24,100	24,100	24,100
	Собственные нужды в тепловой энергии	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 в тепловых сетях	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
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	92,3	92,3	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	9,1	9,1	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8
Котельная 22	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265	0,265
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356	14,356
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093	1,093
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263	13,263
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474	12,474
Котельная Фестивальная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч			2,687	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч			0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
	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			9,481	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462	9,462
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал			0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал			9,395	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376	9,376
	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			8,770	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751	8,751
Южная котельная (новая)	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч													348,1	348,5
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч													24,8	24,8
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч													27,6	27,6
	Выработка тепловой энергии на источнике														1149	1146
	Собственные +хоз. нужды источника	тыс. Гкал													75	75

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Хозяйственные нужды	тыс. Гкал													1,914	1,914
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал													1074	1071
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал													41	41
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал													1032	1030
Котельная Северная- Восточная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч													457,1	457,9
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч													22,0	22,0
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч													45,3	45,3
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал													1495	1497
	Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал													90	90
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал													75	75
	Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	Тыс. Гкал														
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал													81	81
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал													1510	1512
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал													55	55

14. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

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 6.80.

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

- котельная п. Абрам – Мыс;
- котельная АО Мурманский морской рыбный порт.

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

Таблица 6.73 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
11	Дизельная котельная МУК	0,950	163,92	31,1	0,43	0,95
12	Котельная ТЦ Росляково	20,75	144,23	39,9	0,56	0,89

№ 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
13	Котельная ТЦ Росляково 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 АО Мурманский морской рыбный порт. 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, схемой теплоснабжения предусмотрено переключение существующих потребителей на теплоснабжение от иных источников тепловой энергии.

15. Сводная оценка необходимых финансовых потребностей

Сводные капитальные затраты ТСО для Сценария 1 и Сценария 2 приведены в таблицах 6.81 и 6.82 соответственно.

Таблица 6.74 Сводные капитальные затраты ТСО для Сценария 1 без НДС, млн. рублей

№	ТСО	Площадка	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого
1	МТЭЦ	Центральная	Разработка ТЭО на реконструкцию оборудования КТЦ с разработкой ПСД	5,9	3,5						9,4
2	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт ПТВМ-50 №8			6,3					6,3
3	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-50 №8		5,0	35,0		5,0	35,0		80,0
4	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт ПТВМ-50 №9	1,1							1,1
5	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт ПТВМ-50 №9				8,5				8,5
6	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-50 №9	2,8	66,2						68,9
7	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт ПТВМ-100 №10			10,7					10,7
8	МТЭЦ	Центральная	Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150				15,0	124,0			139,0
9	МТЭЦ	Центральная	Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150					15,0	124,0		139,0
10	МТЭЦ	Центральная	Установка дизель-генераторов суммарной электрической мощностью 2 МВт			3,0	35,0				38,0
11	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт парового котла ТП-30Р №1	5,3							5,3
12	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт парового котла ТП-30Р №2		4,3						4,3
13	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №3		2,4						2,4
14	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №1					6,3			6,3
15	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт энергетического котла ТП 35У №4					11,3			11,3
16	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13				3,0	21,0			24,0
17	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13					3,0	21,0		24,0
18	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13						3,0	21,0	24,0
19	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла ТП 35У №4	3,3							3,3
20	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7	2,9							2,9
21	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7					9,2			9,2
22	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла БМ-35 №5		4,4						4,4
23	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла БМ-35 №6				10,7				10,7
24	МТЭЦ	Центральная	Текущий ремонт Турбогенератора №3			3,9					3,9
25	МТЭЦ	Центральная	Модернизация электрической схемы 6кВ котельного цеха №1	4,0							4,0
26	МТЭЦ	Центральная	Реконструкция очистных сооружений котельного цеха №1	76,5							76,5
27	МТЭЦ	Центральная	Реконструкция очистных сооружений Мурманской ТЭЦ с разработкой ПД	47,6							47,6
28	МТЭЦ	Центральная	Модернизация инженерно-технических средств охраны Мурманской ТЭЦ с разработкой ПД	11,80	0,00	19,69					31,5
29	МТЭЦ	Центральная	Техпервооружение сливной эстакады № 1 котлотурбинного цеха		200,00						200,0
30	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100 №№4,5	13,4							13,4
31	МТЭЦ	Восточная	Средний ремонт котла КВГМ-100 №5					11,7			11,7
32	МТЭЦ	Восточная	Текущий ремонт котла КВГМ-100 №4			5,4					5,4
33	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50 №1	3,7							3,7
34	МТЭЦ	Восточная	Средний ремонт котла ГМ-50 №1				10,6				10,6
35	МТЭЦ	Восточная	Средний ремонт котла ГМ-50 №2		13,9						13,9
36	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50 №2					11,8			11,8
37	МТЭЦ	Восточная	Средний ремонт котла КВГМ-100 №6		5,6						5,6
38	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6						5,0	60,0	65,0
39	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50 №3			7,6					7,6
40	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт парового котла ДКВР-20/13 №2	3,1							3,1
41	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №2				4,0				4,0
42	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1		5,0						5,0
43	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1					7,9			7,9
44	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №3			9,3					9,3
45	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №4	0,9							0,9
46	МТЭЦ	Южная	Текущий ремонт котла ПТВМ-100 №4			12,0					12,0
47	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №5	11,4							11,4
48	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт котла ПТВМ-100 №5				14,2				14,2
49	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №7	3,0							3,0
50	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт котла ПТВМ-100 №7					2,9			2,9
51	МТЭЦ	Южная	Текущий ремонт котла КВГМ-100 №8	9,6							9,6
52	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №8		16,1						16,1
53	МТЭЦ	Южная	Текущий ремонт котла КВГМ-100 №6		13,5						13,5
54	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт котла КВГМ-100 №6					13,7			13,7
55	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6							55,0	55,0
56	МТЭЦ	Южная	Техпервооружение ж/д путей КЦ-1	1,00	7,00						8,0
57	МТЭЦ	Южная	Техпервооружение сливной эстакады мазутослива ж/д пути №2 котельного цеха №1			200,00					200,0

№	ТСО	Площадка	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого
58	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)		50,0						50,0
59	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)		2,0	50,0					52,0
60	МЭС	Северная	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13		5,0	24,0					29,0
61	МЭС	Северная	Реконструкция существующей эстакады слива мазута на 8 железнодорожных вагонов-цистерн с переходом с «открытой» технологии на «закрытый», циркуляционный слива мазута из железнодорожных цистерн				78,4				78,4
62	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58			4,0	135,0				139,0
63	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58				4,0	135,0			139,0
64	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58					4,0	135,0		139,0
65	МЭС	Северная	Установка парового котла ДКВР-10/13					12,0			12,0
66	МЭС	Северная	Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме					12,0			12,0
67	МУК	Дизельная	Установка двух электродкотлов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый		1,2						1,2
68	МЭС	Абрам-Мыс	Разработка ПСД (включая изыскания и согласования) для замены паровых котлов ДКВР на водогрейные щеповые котлы	11,0							11,0
69	МЭС	Абрам-Мыс	Установка трех водогрейных котлов марки КВм-2,5щг, тепловой мощностью 2,15 Гкал/ч каждый, работающих на щепе, и вспомогательного оборудования		99,0						99,0
70	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №1	15,0							15,0
71	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №2		15,0						15,0
72	ММТП	ММТП	Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13	5,0							5,0
73	Н.О.	ЦТП Новосельская	Перевод на индивидуальное поквартирное электроотопление. 1 этап. Строительство отдельной линии электропередач от РУ 0,4кВ питающей подстанции с дооборудованием дополнительного фидеров для обеспечения нагрузки и учета указанной линии.	4,5							4,5
74	Н.О.	ЦТП Новосельская	Перевод на индивидуальное поквартирное электроотопление. 2 этап. Капитальный ремонт систем отопления зданий, монтаж дополнительной внутридомовой проводки с дооборудованием дополнительных групп в щитах абонентов.		4,5						4,5
75	Н.О.	БМК Фестивальная	Разработка ПСД для строительства БМК	3,0							3,0
76	Н.О.	БМК Фестивальная	Строительство автономной БМК установленной мощностью 5,16 Гкал/ч		27,0						27,0
77	МЭС	ТЦ Росляково	Котельное отделение							74,0	74,0
78	МЭС	ТЦ Росляково	Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ							79,0	79,0
79	МЭС	ТЦ Росляково	Бак запаса воды							1,0	1,0
80	МЭС	ТЦ Росляково	Приборы учета тепла							1,0	1,0
81	МЭС	ТЦ Росляково	ВПУ							5,0	5,0
82	МЭС	ТЦ Росляково	Закрытый расходный склад угля						18,0		18,0
83	МЭС	ТЦ Росляково	Подготовка площадки под строительство						6,0		6,0
84	МЭС	ТЦ Росляково	СМР котельной с дымовой трубой						69,0		69,0
85	МЭС	ТЦ Росляково	Транспортировка оборудования и материалов						2,0		2,0
86	МЭС	ТЦ Росляково	ПИР и экспертиза проекта						10,0		10,0
87	МЭС	ТЦ Росляково	Шефмонтаж и пуско-наладочные работы							5,0	5,0
88	МЭС	ТЦ Росляково	Первичное заполнение резервуаров и систем							0,3	0,3
89	МЭС	ТЦ Росляково	Непредвиденные затраты							51,0	51,0
90	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Создание электросетевой инфраструктуры						13,3		13,3
91	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Котельное отделение							5,0	5,0
92	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ							8,0	8,0
93	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Бак запаса воды							0,0	0,0
94	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Приборы учета тепла							0,0	0,0
95	МЭС	ТЦ Росляково Южная	ВПУ							0,0	0,0
96	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Закрытый расходный склад угля						2,0		2,0
97	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Подготовка площадки под строительство						0,0		0,0
98	МЭС	ТЦ Росляково Южная	СМР котельной с дымовой трубой						4,0		4,0
99	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Транспортировка оборудования и материалов						0,0		0,0
100	МЭС	ТЦ Росляково Южная	ПИР и экспертиза проекта							1,0	1,0
101	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Шефмонтаж и пуско-наладочные работы							1,0	1,0
102	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Первичное заполнение резервуаров и систем							1,0	1,0
103	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Непредвиденные затраты							5,0	5,0
Всего, в том числе:				245,7	550,6	390,9	318,3	405,7	447,3	373,3	2731,8
МТЭЦ				207,2	346,9	312,9	100,9	242,7	188,0	136,0	1534,6
МЭС				11,0	156,0	78,0	217,4	163,0	259,3	237,3	1122,0
МУК				0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
ММРП				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ММТП				5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
ТО ТБО				15,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0
Н.О.				7,5	31,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	39,0

Таблица 6.75 Сводные капитальные затраты ТСО для Сценария 2 без НДС, млн. рублей

№	ТСО	Площадка	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2027	2028	2029	Итого
1	МТЭЦ	Центральная	Разработка ТЭО на реконструкцию оборудования КТЦ с разработкой ПСД	5,9	3,5									9,4
2	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт ПТВМ-50 №8			6,3								6,3
3	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-50 №8	5,0	35,0			5,0	35,0					80,0
4	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт ПТВМ-50 №9	1,1										1,1
5	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт ПТВМ-50 №9				8,5							8,5
6	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-50 №9	2,8	66,2									68,9
7	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт ПТВМ-100 №10			10,7								10,7
8	МТЭЦ	Центральная	Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150				15,0	124,0						139,0
9	МТЭЦ	Центральная	Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150					15,0	124,0					139,0
10	МТЭЦ	Центральная	Установка дизель-генераторов суммарной электрической мощностью 2 МВт			3,0	35,0							38,0
11	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт парового котла ТП-30Р №1	5,3										5,3
12	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт парового котла ТП-30Р №2		4,3									4,3
13	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №3		2,4									2,4
14	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт парового котла ТП-30Р №1					6,3						6,3
15	МТЭЦ	Центральная	Средний ремонт энергетического котла ТП 35У №4					11,3						11,3
16	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13				3,0	21,0						24,0
17	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13					3,0	21,0					24,0
18	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13						3,0	21,0				24,0
19	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла ТП 35У №4	3,3										3,3
20	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7	2,9										2,9
21	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла ГМ-50 №7					9,2						9,2
22	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла БМ-35 №5		4,4									4,4
23	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт энергетического котла БМ-35 №6				10,7							10,7
24	МТЭЦ	Центральная	Текущий ремонт Турбогенератора №3			3,9								3,9
25	МТЭЦ	Центральная	Модернизация электрической схемы 6кВ котельного цеха №1	4,0										4,0
26	МТЭЦ	Центральная	Реконструкция очистных сооружений котельного цеха №1	76,5										76,5
27	МТЭЦ	Центральная	Реконструкция очистных сооружений Мурманской ТЭЦ с разработкой ПД	47,6										47,6
28	МТЭЦ	Центральная	Модернизация инженерно-технических средств охраны Мурманской ТЭЦ с разработкой ПД	11,80	0,00	19,69								31,5
29	МТЭЦ	Центральная	Техпереворужение сливной эстакады № 1 котлотурбинного цеха		200,00									200,0
30	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100 №№4,5	13,4										13,4
31	МТЭЦ	Восточная	Средний ремонт котла КВГМ-100 №5					11,7						11,7
32	МТЭЦ	Восточная	Текущий ремонт котла КВГМ-100 №4			5,4								5,4
33	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50 №1	3,7										3,7
34	МТЭЦ	Восточная	Средний ремонт котла ГМ-50 №1				10,6							10,6
35	МТЭЦ	Восточная	Средний ремонт котла ГМ-50 №2		13,9									13,9
36	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50 №2					11,8						11,8
37	МТЭЦ	Восточная	Средний ремонт котла КВГМ-100 №6		5,6									5,6
38	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6						5,0	60,0				65,0
39	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50 №3			7,6								7,6
40	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт парового котла ДКВР-20/13 №2	3,1										3,1
41	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №2				4,0							4,0
42	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1		5,0									5,0
43	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №1					7,9						7,9
44	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13 №3			9,3								9,3
45	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №4	0,9										0,9
46	МТЭЦ	Южная	Текущий ремонт котла ПТВМ-100 №4			12,0								12,0
47	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №5	11,4										11,4
48	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт котла ПТВМ-100 №5				14,2							14,2
49	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 №7	3,0										3,0
50	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт котла ПТВМ-100 №7					2,9						2,9
51	МТЭЦ	Южная	Текущий ремонт котла КВГМ-100 №8	9,6										9,6
52	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №8		16,1									16,1
53	МТЭЦ	Южная	Текущий ремонт котла КВГМ-100 №6		13,5									13,5
54	МТЭЦ	Южная	Средний ремонт котла КВГМ-100 №6					13,7						13,7
55	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6							55,0				55,0
56	МТЭЦ	Южная	Котельное отделение									808	202	1010,0
57	МТЭЦ	Южная	Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ									858	214	1072,0

№	ТСО	Площадка	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2027	2028	2029	Итого
58	МТЭЦ	Южная	Бак запаса воды									11	3	14,0
59	МТЭЦ	Южная	Приборы учета тепла									11	3	14,0
60	МТЭЦ	Южная	ВПУ									58	14	72,0
61	МТЭЦ	Южная	Закрытый расходный склад угля									195	49	244,0
62	МТЭЦ	Южная	Подготовка площадки под строительство									67	17	84,0
63	МТЭЦ	Южная	СМР котельной с дымовой трубой									752	188	940,0
64	МТЭЦ	Южная	Транспортировка оборудования и материалов									22	6	28,0
65	МТЭЦ	Южная	ПИР и экспертиза проекта									112	28	140,0
66	МТЭЦ	Южная	Шефмонтаж и пуско-наладочные работы									52	13	65,0
67	МТЭЦ	Южная	Первичное заполнение резервуаров и систем									0	0	0,0
68	МТЭЦ	Южная	Непредвиденные затраты									552	138	690,0
69	МТЭЦ	Южная	Техпереворужение ж/д путей КЦ-1	1,00	7,00									8,0
70	МТЭЦ	Южная	Техпереворужение сливной эстакады мазутослива ж/д пути №2 котельного цеха №1			200,00								200,0
71	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)		50,0									50,0
72	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)		2,0	50,0								52,0
73	МЭС	Северная	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13		5,0	24,0								29,0
74	МЭС	Северная	Реконструкция существующей эстакады слива мазута на 8 железнодорожных вагонов-цистерн с переходом с «открытой» технологии на «закрытый», циркуляционный слива мазута из железнодорожных цистерн				78,4							78,4
75	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58			4,0	135,0							139,0
76	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58				4,0	135,0						139,0
77	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58					4,0	135,0					139,0
78	МЭС	Северная	Установка парового котла ДКВР-10/13					12,0						12,0
79	МЭС	Северная	Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме					12,0						12,0
80	МУК	Дизельная	Установка двух электродкотлов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый		1,2									1,2
81	МЭС	Абрам-Мыс	Создание электросетевой инфраструктуры	11,0					610,8	0				621,8
82	МЭС	Абрам-Мыс	Котельное отделение		99,0				6,0	2				107,0
83	МЭС	Абрам-Мыс	Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ						10,0	2				12,0
84	МЭС	Абрам-Мыс	Бак запаса воды						0,0	0				0,0
85	МЭС	Абрам-Мыс	Приборы учета тепла						0,0	0				0,0
86	МЭС	Абрам-Мыс	ВПУ						1,0	0				1,0
87	МЭС	Абрам-Мыс	Электрощитовая с сопутствующей инфраструктурой						3,0	1				4,0
88	МЭС	Абрам-Мыс	Подготовка площадки под строительство						0,0	0				0,0
89	МЭС	Абрам-Мыс	СМР котельной с дымовой трубой						5,0	1				6,0
90	МЭС	Абрам-Мыс	Транспортировка оборудования и материалов						0,0	0				0,0
91	МЭС	Абрам-Мыс	ПИР и экспертиза проекта						1,0	0				1,0
92	МЭС	Абрам-Мыс	Шефмонтаж и пуско-наладочные работы						2,0	0				2,0
93	МЭС	Абрам-Мыс	Первичное заполнение резервуаров и систем						2,0	0				2,0
94	МЭС	Абрам-Мыс	Непредвиденные затраты 3%						6,0	1				7,0
95	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №1	15,0										15,0
96	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №2		15,0									15,0
97	ММТП	ММТП	Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13	5,0										5,0
98	Н.О.	ЦТП Новосельская	Перевод на индивидуальное поквартирное электроотопление. 1 этап. Строительство отдельной линии электропередач от РУ 0,4кВ питающей подстанции с дооборудованием дополнительного фидеров для обеспечения нагрузки и учета указанной линии.	4,5										4,5
99	Н.О.	ЦТП Новосельская	Перевод на индивидуальное поквартирное электроотопление. 2 этап. Капитальный ремонт систем отопления зданий, монтаж дополнительной внутридомовой проводки с дооборудованием дополнительных групп в щитах абонентов.		4,5									4,5
100	Н.О.	БМК Фестивальная	Разработка ПСД	6,0										6,0
101	Н.О.	БМК Фестивальная	Строительство угольной котельной установленной мощностью 5,16 Гкал/ч		50,0									50,0
102	Н.О.	Северная-Восточная	Перенос ЛЭП								71,5			71,5
103	Н.О.	Северная-Восточная	Котельное отделение								981	245		1226,0
104	Н.О.	Северная-Восточная	Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ								1042	261		1303,0
105	Н.О.	Северная-Восточная	Бак запаса воды								13	3		16,0
106	Н.О.	Северная-Восточная	Приборы учета тепла								14	3		17,0
107	Н.О.	Северная-Восточная	ВПУ								70	18		88,0
108	Н.О.	Северная-Восточная	Закрытый расходный склад угля								237	59		296,0
109	Н.О.	Северная-Восточная	Подготовка площадки под строительство								81	20		101,0
110	Н.О.	Северная-Восточная	СМР котельной с дымовой трубой								914	228		1142,0
111	Н.О.	Северная-Восточная	Транспортировка оборудования и материалов								27	7		34,0
112	Н.О.	Северная-Восточная	ПИР и экспертиза проекта								136	34		170,0

№	ТСО	Площадка	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2027	2028	2029	Итого
113	Н.О.	Северная-Восточная	Шефмонтаж и пуско-наладочные работы								64	16		80,0
114	Н.О.	Северная-Восточная	Первичное заполнение резервуаров и систем								0	0		0,0
115	Н.О.	Северная-Восточная	Непредвиденные затраты 3%								671	168		839,0
116	МЭС	ТЦ Росляково	Котельное отделение							74,0				74,0
117	МЭС	ТЦ Росляково	Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ							79,0				79,0
118	МЭС	ТЦ Росляково	Бак запаса воды							1,0				1,0
119	МЭС	ТЦ Росляково	Приборы учета тепла							1,0				1,0
120	МЭС	ТЦ Росляково	ВПУ							5,0				5,0
121	МЭС	ТЦ Росляково	Закрытый расходный склад угля						18,0					18,0
122	МЭС	ТЦ Росляково	Подготовка площадки под строительство						6,0					6,0
123	МЭС	ТЦ Росляково	СМР котельной с дымовой трубой						69,0					69,0
124	МЭС	ТЦ Росляково	Транспортировка оборудования и материалов						2,0					2,0
125	МЭС	ТЦ Росляково	ПИР и экспертиза проекта						10,0					10,0
126	МЭС	ТЦ Росляково	Шефмонтаж и пуско-наладочные работы							5,0				5,0
127	МЭС	ТЦ Росляково	Первичное заполнение резервуаров и систем							0,3				0,3
128	МЭС	ТЦ Росляково	Непредвиденные затраты							51,0				51,0
129	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Создание электросетевой инфраструктуры						13,3					13,3
130	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Котельное отделение							5,0				5,0
131	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ							8,0				8,0
132	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Бак запаса воды							0,0				0,0
133	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Приборы учета тепла							0,0				0,0
134	МЭС	ТЦ Росляково Южная	ВПУ							0,0				0,0
135	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Закрытый расходный склад угля						2,0					2,0
136	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Подготовка площадки под строительство						0,0					0,0
137	МЭС	ТЦ Росляково Южная	СМР котельной с дымовой трубой						4,0					4,0
138	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Транспортировка оборудования и материалов						0,0					0,0
139	МЭС	ТЦ Росляково Южная	ПИР и экспертиза проекта							1,0				1,0
140	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Шефмонтаж и пуско-наладочные работы							1,0				1,0
141	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Первичное заполнение резервуаров и систем							1,0				1,0
142	МЭС	ТЦ Росляково Южная	Непредвиденные затраты							5,0				5,0
Всего, в том числе:				253,7	603,6	355,9	318,3	405,7	1094,1	380,3	4321,5	4560,0	875,0	13168,1
МТЭЦ				212,2	376,9	277,9	100,9	242,7	188,0	136,0	0,0	3498,0	875,0	5907,6
МЭС				11,0	156,0	78,0	217,4	163,0	906,1	244,3	0,0	0,0	0,0	1775,8
МУК				0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
ММРП				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ММТП				5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
ТО ТБО				15,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0
Н.О.				10,5	54,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4321,5	1062,0	0,0	5448,5