

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы
Обосновывающие материалы**

**Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции,
техническому перевооружению и (или) модернизации
источников тепловой энергии**



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А. Кикоть

«__» _____ 2023 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике

администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

«__» _____ 2023 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы**

Обосновывающие материалы

**Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции,
техническому перевооружению и (или) модернизации
источников тепловой энергии**

г. Санкт-Петербург

2023 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 | "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения" |
| Глава 3 | "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" |
| Глава 4 | "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей" |
| Глава 5 | "Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" |
| Глава 6 | "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах" |
| Глава 7 | "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии" |
| Глава 8 | "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей" |
| Глава 9 | "Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения" |
| Глава 10 | "Перспективные топливные балансы" |
| Глава 11 | "Оценка надежности теплоснабжения" |
| Глава 12 | "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию " |
| Глава 13 | "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" |
| Глава 14 | "Ценовые (тарифные) последствия" |
| Глава 15 | "Реестр единых теплоснабжающих организаций" |
| Глава 16 | "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения" |
| Глава 17 | "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения" |
| Глава 18 | "Сводный том изменений, , выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения" |

СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ ДОКУМЕНТА.....	3
Перечень таблиц.....	6
Перечень рисунков.....	10
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	11
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	13
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	15
7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	15
7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	28
7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	28
7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	28
7.4.1 СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА.....	29
7.4.2 СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ НА 2023- 2028 ГОДЫ.....	39
7.4.3 СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2023-2027 ГГ.	42
7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	49
7.6.1 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА МУРМАНСКОЙ ТЭЦ.....	50
7.6.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ МУРМАНСКОЙ ТЭЦ.....	52
7.6.3 МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ВОСТОЧНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	61
7.6.4 МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ЮЖНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	67
7.7 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей	

организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	73
7.8 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	73
7.8.1 Котельная «Северная»	73
7.9 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	85
7.10 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	85
7.11 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	85
7.11.1 Котельная «Роста».....	85
7.12 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	90
7.13 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города	92
7.13.1 Дизельная котельная МУП «МУК».....	92
7.13.2 Угольная котельная МУП «МУК».....	103
7.13.3 Котельная «Абрам-Мыс» АО «Мурманэнергосбыт»	116
7.13.4 Котельная АО «Завод ТО ТБО».....	122
7.13.5 Котельная АО «Мурманский морской торговый порт»	124
7.13.6 Котельная №22 ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ	127
7.13.7 Котельная «Фестивальная»	129
7.13.8 Котельная ТЦ «Росляково – 1»	131
7.13.9 Котельная ТЦ «Росляково Южное»	136
7.14 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	141
7.15 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города	141
7.16 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.....	141

Перечень таблиц

Таблица 7.1	Прогноз электропотребления и среднегодовые темпы прироста по России и ОЭС Северо-Запада	30
Таблица 7.2	Значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и Объединенной энергосистеме Северо-Запада	30
Таблица 7.3	Рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования ТЭС на 2011-2030 годы, млн. кВт	31
Таблица 7.4	Сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы, ГВт	33
Таблица 7.5	Сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы, ГВт	36
Таблица 7.6	Прогноз потребления ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт*ч	38
Таблица 7.7	Прогноз электропотребления на 2023-2028 годы, млн. кВт*ч	40
Таблица 7.8	Сопоставление прогнозов электропотребления Мурманской области согласно Сценарным условиям и Схемы и программы развития ЕЭС России на 2023-2028 годы	40
Таблица 7.9	Прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада	41
Таблица 7.10	Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада, МВт	41
Таблица 7.11	Прогноз спроса на электрическую энергию на территории Мурманской области на 2022-2027 годы, млрд. кВт*ч. Базовый вариант	43
Таблица 7.12	Прогноз спроса на электрическую энергию на территории Мурманской области на 2022-2027 годы, млрд. кВт*ч. Региональный вариант	43
Таблица 7.13	Установленная мощность электростанций Мурманской области в период 2022-2027 годов.	45
Таблица 7.14	Баланс электроэнергии энергосистемы Мурманской области в период 2022-2027 годов. Работа ГЭС по среднемноголетней величине, млрд. кВтч	47
Таблица 7.15	Баланс электроэнергии энергосистемы Мурманской области в период 2022-2027 годов. Расчетный маловодный год, млрд. кВтч	47
Таблица 7.16	Сведения об установленных котлах	49
Таблица 7.17	Сведения об установленных турбинах Мурманской ТЭЦ	49
Таблица 7.18	Сведения об установленных подогревателях Мурманской ТЭЦ	50
Таблица 7.19	Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т/Гкал	51
Таблица 7.20	Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2022 г.	51
Таблица 7.21	Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ	53
Таблица 7.22	Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2	55
Таблица 7.23	Капитальные затраты на реализацию мероприятий по 1 и 2 сценариям, млн. руб. (с НДС)	57
Таблица 7.24	Технико-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2	59

Таблица 7.25	Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и сценария 2	63
Таблица 7.26	Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1 и 2	64
Таблица 7.27	Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2 для Восточной котельной, млн. руб. (с НДС).....	65
Таблица 7.28	Технико-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1 и 2	66
Таблица 7.29	Существующий и перспективный состав оборудования котельной Южная для Сценария 1	68
Таблица 7.30	Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 1 и 2	69
Таблица 7.31	Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2, млн. руб. (с НДС)	70
Таблица 7.32	Технико-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1 и 2	72
Таблица 7.33	Состав оборудования котельной Северная по Сценарию 1	77
Таблица 7.34	Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1	78
Таблица 7.35	Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2	79
Таблица 7.36	Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной «Северная», млн. руб. (с НДС)	80
Таблица 7.37	Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной "Северная"	80
Таблица 7.38	Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1	83
Таблица 7.39	Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 2	84
Таблица 7.40	Состав оборудования котельной «Роста»	86
Таблица 7.41	Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2026 года) для котельной «Роста», млн. руб. (с НДС).....	87
Таблица 7.42	Технико-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 1 и 2 (до 2026 года)	89
Таблица 7.43	Тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению (тарифы с учетом НДС) за 2019 год, руб./кВт*ч	93
Таблица 7.44	Состав оборудования дизельной котельной.....	97
Таблица 7.45	Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной микрорайона Дровяное, тыс. руб.....	98
Таблица 7.46	Показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное на период актуализации Схемы теплоснабжения	99
Таблица 7.47	Расчет капитальных затрат тепловой части.....	100
Таблица 7.48	Теплоснабжение от ИТП по ул. Прибрежная.....	100

Таблица 7.49	Затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП	101
Таблица 7.50	Технико-экономические показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2	102
Таблица 7.51	Существующий и перспективный состав оборудования котельной в районе Дровяное	104
Таблица 7.52	Расчет капитальных вложений на строительство новой блочно-модульной электрокотельной в микрорайоне Дровяное	105
Таблица 7.53	Основные характеристики блочно-модульной электрокотельной номинальной производительностью 3,63 МВт	105
Таблица 7.54	Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной электрокотельной микрорайона Дровяное	106
Таблица 7.55	Сравнение топливно-энергетических показателей работы угольной котельной и новой электрокотельной в районе Дровяное	107
Таблица 7.56	Расчет капитальных затрат тепловой части	108
Таблица 7.57	Теплоснабжение от ИТП по ул. Смирнова	108
Таблица 7.58	Расчеты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП	110
Таблица 7.59	Технико-экономические показатели работы угольной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2	111
Таблица 7.60	Существующий и перспективный состав оборудования котельной в п. Дровяное	112
Таблица 7.61	Капитальные затраты на мероприятия по строительству новой блочно-модульной котельной в п. Дровяное	113
Таблица 7.62	Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной микрорайона Дровяное	114
Таблица 7.63	Сравнение топливно-энергетических показателей работы угольной котельной и новой блочно-модульной в районе Дровяное	115
Таблица 7.64	Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1	118
Таблица 7.65	Требуемые инвестиции в строительство электрокотельной «Абрам-Мыс», тыс. руб.	119
Таблица 7.66	Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2	120
Таблица 7.67	Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2	121
Таблица 7.68	Состав оборудования котельной АО «Завод ТО ТБО»	122
Таблица 7.69	Технико-экономические показатели работы котельной АО «Завод ТО ТБО».	123
Таблица 7.70	Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт»	125
Таблица 7.71	Технико-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт»	126
Таблица 7.72	Состав оборудования котельной №22	127
Таблица 7.73	Технико-экономические показатели работы котельной №22	128
Таблица 7.74	Затраты на строительство БМК на мазуте, тыс. руб.	129

Таблица 7.75	Технико-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 1 и 2	130
Таблица 7.76	Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» по сценарию 1	132
Таблица 7.77	Затраты на строительство котельной ТЦ «Росляково – 1»	133
Таблица 7.78	Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий, предложенный в КИП)	134
Таблица 7.79	Сравнение топливно-энергетических показателей работы мазутной котельной и новой угольной котельной ТЦ «Росляково-1»	135
Таблица 7.80	Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1	137
Таблица 7.81	Расчет инвестиционной стоимости электрокотельной вместо котельной ТЦ «Росляково Южное»	139
Таблица 7.82	Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 2	140

Перечень рисунков

Рисунок 7.1	Структура вывода мощностей ПСУ ОЭС	32
Рисунок 7.2	Структура ввода мощностей ОЭС Северо-Запада	34
Рисунок 7.3	Соотношение вводимых и выводимых мощностей	35
Рисунок 7.4	Уровни потребления электроэнергии и мощности на территории Мурманской области на 2022-2027 годы. Базовый вариант.	44
Рисунок 7.5	Уровни потребления электроэнергии и мощности на территории Мурманской области на 2022-2027 годы. Региональный вариант.	44
Рисунок 7.6	Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период актуализации Схемы теплоснабжения по сценарию 1 и 2	54
Рисунок 7.7	Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2	63
Рисунок 7.8	График Россандера при работе электродкотлов	96
Рисунок 7.9	Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива	103
Рисунок 7.10	Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс»	116

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	АСКУТЭ	Автоматическая система контроля и учета тепловой энергии
2	АСКУЭ	Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
3	АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
4	БМК	Блочно-модульная котельная
5	ВК	Ведомственная котельная
6	ВПУ	Водоподготовительная установка
7	ГВС	Горячее водоснабжение
8	ГТУ	Газотурбинная установка
9	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
10	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
11	ИП	Инвестиционная программа
12	ИС	Инвестиционная составляющая
13	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
14	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
43	СМР	Строительно-монтажные работы
44	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения

№ п/п	Сокращение	Пояснение
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	Н.О.	Неопределенная организация

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Организация централизованного теплоснабжения осуществляется в соответствии с 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, при утверждении схемы теплоснабжения соответствующим органом местного самоуправления, статус единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО) присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации, на основании критериев и порядка, указанных в Главе 2 данного постановления. Предложения по выбору ЕТО в административных границах Мурманска представлены в Главе 15 Обосновывающих Материалов «Реестр единых теплоснабжающих организаций».

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

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 постановлением Правительства РФ от 30 ноября 2021 года №2115 «Об утверждении правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, правил недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя» (вступившим в силу с 01 марта 2022 года).

Подключение к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, определенном правилами подключения, на основании договора, который является публичным для теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций, в том числе единой теплоснабжающей организации.

Теплоснабжающая или теплосетевая организация, в которую следует обращаться заявителям, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенными в схеме теплоснабжения поселения, городского округа. Границы зон эксплуатационной ответственности определяются в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

В случае, если подключение объекта к системе теплоснабжения в соответствии со схемой теплоснабжения возможно через тепловые сети или источники тепловой энергии, принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании смежной организации, и при этом для подключения не требуется создание и (или) модернизация (реконструкция) технологически связанных (смежных) тепловых сетей или источников тепловой энергии в целях изменения их тепловой мощности для обеспечения требуемой заявителем тепловой нагрузки, заключение договора о подключении осуществляется исполнителем после получения от смежной организации в письменной форме согласия на подключение объекта через принадлежащие ей тепловые сети или источники тепловой энергии.

Исполнитель в течение 5 рабочих дней со дня получения заявки на подключение направляет в смежную организацию запрос о представлении согласия на подключение

объекта капитального строительства непосредственно к принадлежащим ей тепловым сетям и одновременно уведомляет заявителя о направлении указанного запроса.

Смежная организация обязана в течение 5 рабочих дней со дня получения от исполнителя запроса о представлении согласия на подключение объекта капитального строительства непосредственно к принадлежащим ей тепловым сетям направить исполнителю в письменной форме согласие на подключение объекта с указанием факта необходимости или отсутствия необходимости реализации мероприятий на тепловых сетях указанной организации для подключения заявителя или отказ от согласования подключения объекта через принадлежащие ей тепловые сети.

В случае если смежная организация является лицом, не оказывающим услуги по передаче тепловой энергии и (или) не осуществляющим продажу тепловой энергии, и для подключения не требуется модернизация (реконструкция) технологически связанных тепловых сетей организации для обеспечения требуемой заявителем тепловой нагрузки, заключение договора о подключении осуществляется исполнителем после получения от указанной смежной организации в письменной форме согласия на подключение объекта непосредственно к принадлежащим ей тепловым сетям с приложением копий документов, подтверждающих право собственности или иное законное право владения технологически связанными тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения. Такое согласие является достаточным основанием для заключения договора о подключении между заявителем и исполнителем через тепловые сети, принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании смежной организации.

При получении исполнителем отказа смежной организации, являющейся лицом, не оказывающим услуги по передаче тепловой энергии и (или) не осуществляющим продажу тепловой энергии, от согласования подключения объекта непосредственно к принадлежащим ей тепловым сетям или неполучении в установленный срок ответа от смежной организации исполнитель определяет точку присоединения на существующих тепловых сетях, принадлежащих исполнителю, и уведомляет об этом заявителя в течение 5 рабочих дней с даты получения соответствующего отказа или с даты истечения срока, установленного для ответа смежной организации.

В случае если смежная организация является лицом, не оказывающим услуги по передаче тепловой энергии и (или) не осуществляющим продажу тепловой энергии, и для подключения требуется модернизация (реконструкция) технологически связанных

тепловых сетей, в том числе в целях изменения их тепловой мощности для обеспечения требуемой заявителем тепловой нагрузки, исполнителем и смежной организацией заключается договор гражданско-правового характера в порядке и на условиях, которые предусмотрены гражданским законодательством Российской Федерации.

В случае если для подключения на объектах теплоснабжения смежной организации не требуется выполнение работ по их реконструкции (модернизации), исполнитель заключает с такой смежной организацией соглашение о взаимодействии в целях подключения объектов заявителя, в котором определяются обязательства сторон в связи с подключением объекта капитального строительства заявителя, а также ответственность сторон за неисполнение обязательств по соглашению. Смежная организация обязана подписать проект соглашения о взаимодействии в течение 10 рабочих дней с даты его получения от исполнителя.

В случае если для подключения объекта требуется создание и (или) модернизация (реконструкция) тепловых сетей или источников тепловой энергии, принадлежащих на праве собственности или на ином законном основании смежной организации, в целях изменения их тепловой мощности для обеспечения требуемой заявителем тепловой нагрузки, заключение с заявителем договора о подключении осуществляется исполнителем после заключения со смежной организацией договора о подключении объекта через тепловые сети или источники тепловой энергии, принадлежащие на праве собственном или на ином законном основании смежной организации. При этом исполнитель направляет в смежную организацию заявку на заключение договора о подключении объекта непосредственно к тепловым сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании смежной организации, с приложением сведений и документов, которые получены от заявителя в соответствии с пунктами 35 и 36 «Правил подключения «технологического присоединения» к системам теплоснабжения».

Заключение договора о подключении объекта через тепловые сети или источники тепловой энергии, принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании смежной организации, осуществляется в порядке и сроки, установленные настоящими Правилами. При этом срок подключения объекта (если его подключение осуществляется через тепловые сети или источники тепловой энергии, принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании смежной

организации) увеличивается на срок подключения исполнителя к тепловым сетям или источникам тепловой энергии смежной организации.

В случае если для подключения объекта капитального строительства к системе теплоснабжения требуется строительство, реконструкция тепловых сетей и (или) источников тепловой энергии на земельных участках, находящихся в собственности или на ином законном праве третьих лиц и (или) имеющих ограничения по использованию, срок подключения объекта капитального строительства увеличивается на срок, равный сроку оформления документов, предоставляющих право исполнителю осуществлять строительство, реконструкцию тепловых сетей и (или) источников тепловой энергии на указанных земельных участках.

Правообладатели земельных участков, а также органы местного самоуправления в случаях, предусмотренных статьей 39.11 Земельного кодекса Российской Федерации, вправе обратиться в теплоснабжающую или теплосетевую организацию, определенную в соответствии с пунктом 4 Правил, утвержденных постановлением РФ от 30 ноября 2021 года №2115, с запросом о предоставлении технических условий.

Запрос о предоставлении технических условий должен содержать:

- 1) наименование лица, направившего запрос, его местонахождение и почтовый адрес;
- 2) копии правоустанавливающих документов, подтверждающих право собственности или иное законное право заявителя на земельный участок, права на которые не зарегистрированы в Едином государственном реестре недвижимости (в случае если такие права зарегистрированы в указанном реестре, представляются также соответствующие выписки из Единого государственного реестра недвижимости с датой выдачи не ранее 30 дней), заверенные заявителем;
- 3) информацию о границах земельного участка, на котором планируется осуществить строительство подключаемого объекта или расположен реконструируемый подключаемый объект;
- 4) информацию о разрешенном использовании земельного участка;
- 5) сведения о размере суммарной подключаемой тепловой нагрузки с указанием вида теплоносителя и его параметров (давление и температура), категории надежности.

Выдача технических условий осуществляется теплоснабжающими или теплосетевыми организациями в пределах границ зоны их эксплуатационной ответственности, без взимания платы.

При предоставлении заявителем сведений и документов, указанных в пункте 16 Правил, утвержденных постановлением Правительства РФ от 30 ноября 2021 года №2115 (вступившим в силу с 01 марта 2022 года), в полном объеме, теплоснабжающие и теплосетевые организации в течение 30 дней со дня получения запроса представляет лицу, направившему запрос в теплоснабжающую или теплосетевую организацию, в письменной форме информацию, содержащую сведения о точках подключения и информацию о наличии или об отсутствии технических ограничений на перераспределение мощности. Указанная информация представляется на безвозмездной основе.

В случае непредставления сведений и документов, указанных в пункте 16 указанных Правил, в полном объеме либо представления недостоверных сведений и (или) документов теплоснабжающие и теплосетевые организации направляют отказ в выдаче технических условий подключения.

Обязательства организации, предоставившей технические условия (срок действия технических условий подключения составляет 3 года (а при комплексном развитии территории - 5 лет) с даты их выдачи), предусматривающие максимальную нагрузку, сроки подключения объектов к системе теплоснабжения и срок действия технических условий прекращаются в случае, если в течение 1 года (при комплексном развитии территории - в течение 3 лет) со дня предоставления правообладателю земельного участка указанных технических условий подключения он не подаст заявку на заключение договора о подключении.

В случае если заявитель определил необходимую ему подключаемую нагрузку, он обращается в теплоснабжающую или теплосетевую организацию с заявлением о заключении договора о подключении, при этом указанное заявление может быть подано без предварительного получения заявителем технических условий подключения.

В случае если заявитель не имеет сведений об организации, в которую следует обратиться с целью заключения договора о подключении, он вправе обратиться в орган местного самоуправления с письменным запросом о представлении сведений о такой организации с указанием местонахождения подключаемого объекта.

Орган местного самоуправления обязан представить в письменной форме сведения о соответствующей организации, включая ее наименование и местонахождение, в течение 2 рабочих дней со дня обращения заявителя.

Основанием для заключения договора о подключении является поданная заявителем заявка на подключение, в соответствии с правилами подключения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 30 ноября 2021 года №2115 (вступившим в силу с 01 марта 2022 года).

Условия подключения выдаются исполнителем вместе с проектом договора о подключении и являются его неотъемлемой частью.

Единая теплоснабжающая организация в течение 5 рабочих дней со дня получения от исполнителя запроса о наличии или об отсутствии технической возможности подключения направляет ответ о наличии (отсутствии) резерва пропускной способности тепловых сетей и (или) мощности источников тепловой энергии в системе теплоснабжения. Указанный срок увеличивается на срок получения ответа о технической возможности подключения от смежной организации.

При наличии резерва пропускной способности тепловых сетей и (или) мощности источников тепловой энергии в системе теплоснабжения между исполнителем и единой теплоснабжающей организацией заключается соглашение о взаимодействии при подключении объектов заявителя.

При отсутствии технической возможности подключения в связи с недостаточной величиной резерва пропускной способности тепловых сетей и (или) мощности источников тепловой энергии смежных организаций и выборе заявителем варианта создания технической возможности подключения в соответствии с абзацем вторым пункта 24 настоящих Правил исполнитель обязан обратиться в указанные единой теплоснабжающей организацией смежные организации для заключения договора в соответствии с пунктом 27 настоящих Правил, а также заключить с единой теплоснабжающей организацией соглашение о взаимодействии при подключении объектов заявителя и предоставлять в единую теплоснабжающую организацию сведения о сроке и размере подключаемой тепловой нагрузки, а также копию акта о подключении после исполнения договора о подключении в порядке и в сроки, которые предусмотрены единой теплоснабжающей организацией.

Проверку отсутствия технической возможности подключения в связи с недостаточной величиной резерва пропускной способности тепловых сетей и (или)

мощности источников тепловой энергии смежных организаций осуществляет единая теплоснабжающая организация, к зоне деятельности, которой осуществляется подключение. Порядок согласования величины резерва пропускной способности тепловых сетей и (или) резерва мощности источников тепловой энергии со смежными организациями определяется единой теплоснабжающей организацией. Единая теплоснабжающая организация определяет перечень смежных организаций, в которые исполнителю (в том числе единой теплоснабжающей организации) необходимо обратиться за заключением договора о подключении, а в случаях заключения договора со смежной организацией, являющейся лицом, не оказывающим услуги по передаче тепловой энергии и (или) не осуществляющим продажу тепловой энергии, за заключением договора гражданско-правового характера в порядке и на условиях, которые предусмотрены гражданским законодательством Российской Федерации. В указанном случае по соглашению сторон может быть заключен договор о подключении со множественностью лиц, включая исполнителя, заявителя и смежную организацию.

В этом случае плата за подключение для исполнителя устанавливается в индивидуальном порядке с учетом расходов на создание технической возможности подключения смежными организациями.

Договором оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, заключаемым теплосетевой организацией с единой теплоснабжающей организацией, за исключением случая заключения такого договора в ценовых зонах теплоснабжения, предусматривается, что в случае если теплосетевая организация осуществляет подключение к своим тепловым сетям теплопотребляющих установок, тепловых сетей или источников тепловой энергии, теплосетевая организация осуществляет согласование условий подключения с единой теплоснабжающей организацией. Теплосетевая организация обязана направить подключения на согласование единой теплоснабжающей организации, определенной в соответствующей системе теплоснабжения, до направления их потребителю.

Единая теплоснабжающая организация обязана в течении 7 рабочих дней со следующего дня после получения запроса о предоставлении технических условий подключения обязаны представить технические условия подключения или мотивированный отказ в их выдаче.

В случае если на момент получения запроса о выдаче технических условий подключения техническая возможность подключения отсутствует, теплоснабжающая

организация, теплосетевая организация направляют заявителю письмо с указанием возможных вариантов создания технической возможности подключения, указанных в пункте 24 настоящих Правил.

В случае отсутствия ответа от единой теплоснабжающей организации о результатах согласования условий подключения в течение 7 дней со дня их получения, условия подключения считаются согласованными.

В случае получения замечаний к условиям подключения теплосетевая организация обязана внести изменения в условия подключения в соответствии с этими замечаниями.

Внесение изменений в условия подключения подлежит согласования в порядке, предусмотренном настоящим пунктом.

В случае нарушения теплосетевой организацией обязанностей, установленных настоящим пунктом, либо невыполнения условий подключения заявителем и (или) теплосетевой организацией, единая теплоснабжающая организация вправе в течение 1 года со дня обнаружения указанных нарушений обратиться к теплосетевой организации с требованием об изменении выданных условий подключения и о выполнении всех необходимых в связи с этим действий либо с требованием о выполнении условий подключения. Теплосетевая организация обязана выполнить все указанные действия за счет собственных средств и возместить единой теплоснабжающей организации все понесенные убытки, возникшие вследствие нарушения теплосетевой организацией обязанности по согласованию условий подключения с единой теплоснабжающей организацией (п. 67 ПП №808 от 8 августа 2012 г.).

Подключение к системам теплоснабжения осуществляется в следующем порядке:

- 1) направление исполнителю заявки на заключение договора о подключении;
- 2) заключение договора о подключении;
- 3) выполнение сторонами договора о подключении мероприятий по подключению, предусмотренных условиями договора о подключении;
- 4) составление акта о готовности;
- 5) получение заявителем временного разрешения органа федерального государственного энергетического надзора для проведения испытаний и

пусконаладочных работ в отношении подключаемых объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок;

б) подача тепловой энергии и теплоносителя на объект заявителя на время проведения пусконаладочных работ и комплексного опробования;

7) составление акта о подключении.

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 определенной схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае если схемой теплоснабжения не определен радиус эффективного теплоснабжения для соответствующих объектов, расчет радиуса эффективного теплоснабжения проводит исполнитель (теплоснабжающая или теплосетевая организация) в соответствии с утвержденными Министерством энергетики Российской Федерации методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

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.

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».

7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудование, входящее в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

В перспективе, строительство генерирующих объектов на территории МО не планируется.

7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

В границах города Мурманск действует 1 крупный источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии - Мурманская ТЭЦ.

С октября 2011 года выработка электроэнергии Мурманской ТЭЦ осуществляется исключительно для собственных нужд предприятия, прекращена реализация сторонним потребителям в связи с высокой себестоимостью производства электрической энергии и, как следствие, неконкурентоспособной ценой. Вывод из эксплуатации данного объекта из эксплуатации не предполагается.

7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

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 2023-2028 годы, утверждённую приказом Министерства энергетики РФ от 28 февраля 2023 г. №108.

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.

7.4.1 Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года

Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 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 7.1.

Таблица 7.1 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 7.2.

Таблица 7.2 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 7.3 приведены рекомендации по демонтажу мощностей в ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада.

Таблица 7.3 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 7.1 графически представлено соотношение вывода теплофикационных и конденсационных мощностей.

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

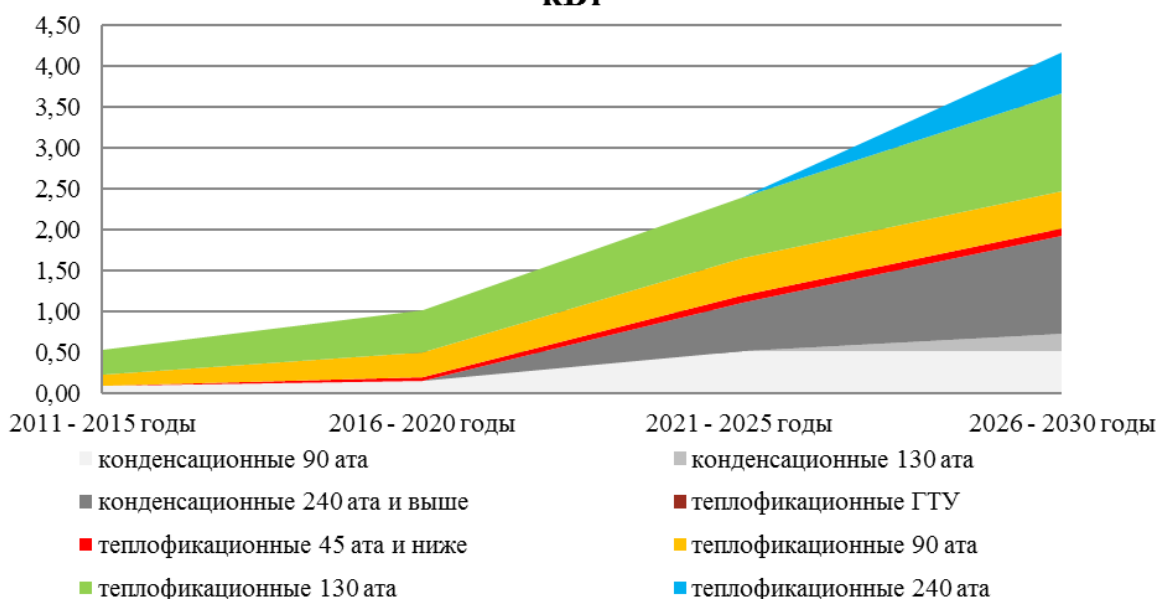


Рисунок 7.1 Структура вывода мощностей ПСУ ОЭС

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 7.4 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 7.4 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

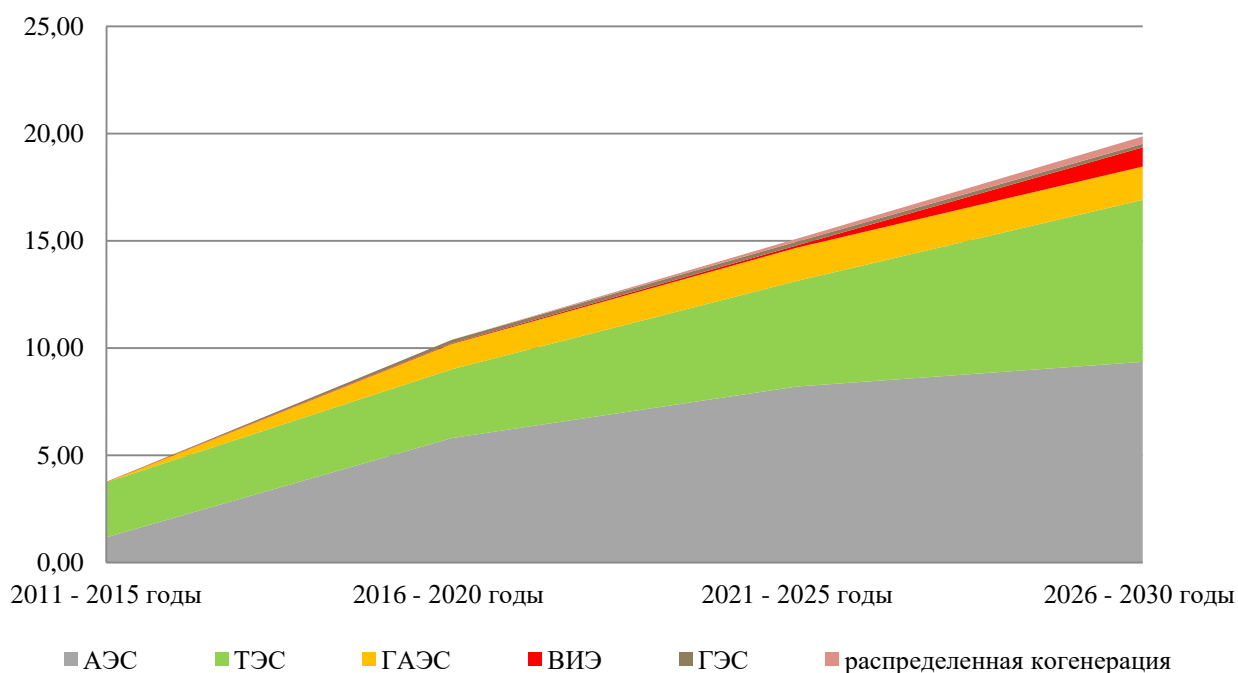


Рисунок 7.2 Структура ввода мощностей ОЭС Северо-Запада

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 строительные-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).

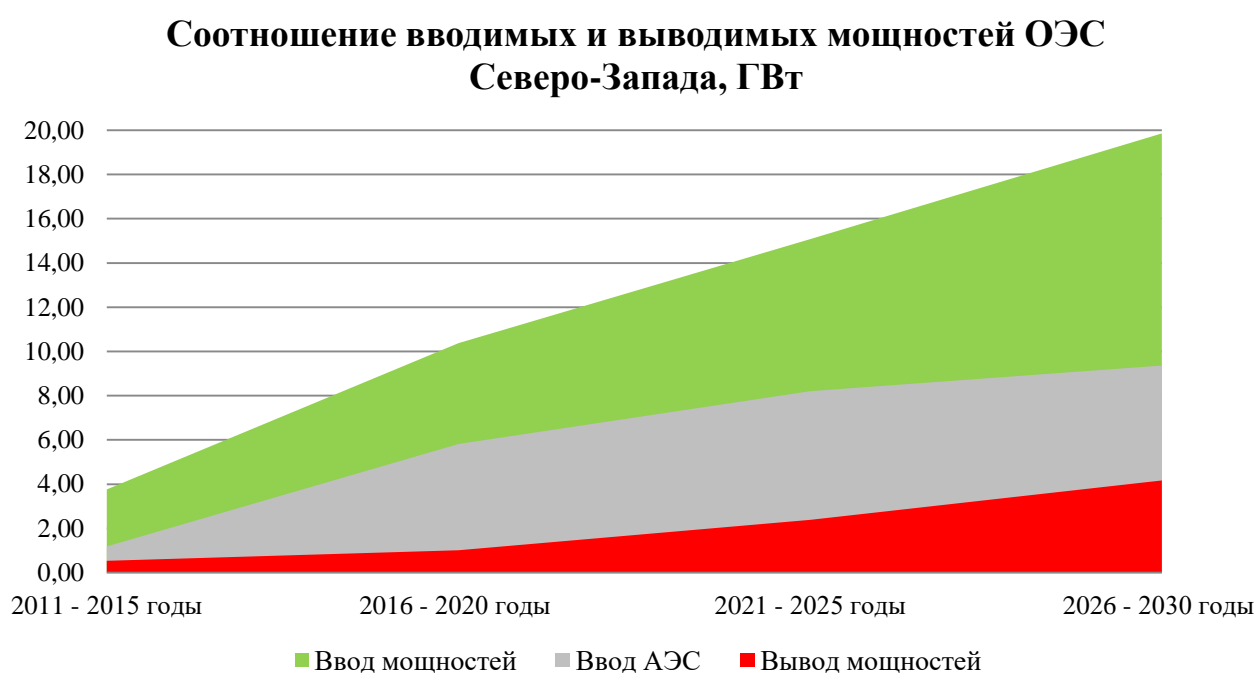


Рисунок 7.3 Соотношение вводимых и выводимых мощностей

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

Таблица 7.5 Сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы, ГВт

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 7.6.

Таблица 7.6 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

7.4.2 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2023-2028 годы утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 28 февраля 2023 г. №108.

Схема и программа разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2022 г. №2556.

Объем потребления электрической энергии Мурманской области в 2023 году прогнозируется на уровне 12,228 млрд кВт·ч. К 2028 году объем спроса на электрическую энергию в Мурманской области составит 13,811 млрд кВт·ч (среднегодовой прирост за период – 1,5 %).

Прогноз электропотребления ЕЭС России и Мурманской области на 2023-2028 годы представлен в таблице 7.7.

Как видно из таблицы 7.7 и таблицы 7.8 соотношения прогнозов электропотребления, в более позднем прогнозе 2019 года темпы прироста объемов потребления значительно ниже принятых в Сценарных условиях 2011 года.

Прогнозные значения на 2028 год по двум документам отличается на 6,279 млрд. кВт*ч, что соответствует 31% от прогноза, принятого в Сценарных условиях (20,09 млрд кВт*ч).

Таблица 7.7 Прогноз электропотребления на 2023-2028 годы, млн. кВт*ч

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028
ЕЭС России	млн кВт·ч	1124164	1124164	1196923	1215307	1224955	1224955
годовой темп прироста, %	%	-	3,1%	4,3%	4,6%	0,4%	0,0%
Мурманская область	млн кВт·ч	12228	12611	13158	13761	13811	13811
годовой темп прироста, %	%	-	0,0%	6,5%	1,5%	0,8%	0,0%

Таблица 7.8 Сопоставление прогнозов электропотребления Мурманской области согласно Сценарным условиям и Схемы и программы развития ЕЭС России на 2023-2028 годы

Наименование	2019 г.	2028 г. Прогноз
Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года	16,91 (прогноз)	20,09 (прогноз)
Согласно Схеме и программы развития ЕЭС России на 2023-2028 годы	12,721 (факт)	13,811 (прогноз)
Снижение прогнозных значений относительно Сценарных условий	4,189	6,279

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России, доля Мурманской области в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2019 году составляет 1,09%. К 2028 году объем потребления увеличится до 1,13%.

Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 Прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	12228	12611	13158	13761	13811	13811
Максимум потребления мощности	МВт	1890	1903	1987	2063	2063	2064
Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	3829,4	3837,4	3837,4	3835,9	3853,9	3853,9

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период до 2028 года предусматриваются в объеме 14747,7 МВт, в том числе на АЭС – 2700,0 МВт, на ГЭС – 1034,9 МВт, на ТЭС – 7914,8 МВт и на ВИЭ-электростанции – 3097,7 МВт.

Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада на 2023 – 2028 годы представлена в таблице 7.10.

Таблица 7.10 Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада, МВт

Тип электростанций	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Всего за 2023 – 2028
ЕЭС России - всего, в том числе:	122,8	213,4	294,3	490,5	307	24,2	1452,2
АЭС							
ГЭС	22,9	43,4	95,5	144,3	52,2	12,2	370,5
ТЭС	99,9	170,0	198,8	346,2	254,8	12,0	1081,7
ВЭС, СЭС							
ОЭС Северо-Запада, всего, в том числе	5,0	28,0	10,	-6,0	0,0	0,0	37,0
АЭС							
ГЭС		8,0					8,0
ТЭС	5	20	10	-6,0			29
ВЭС, СЭС							

Новые площадки на территории Мурманской ЭС для строительства ТЭЦ схемой и программой развития ЕЭС России на 2023-2028 годы не предусмотрены.

В результате анализа схемы и программы развития ЕЭС России на 2023-2028 годы, в частности для ОЭС Северо-Запада, могут быть сформулированы следующие выводы:

1. Для Мурманской ЭС сценарными условиями не запланировано площадок под новое строительство генерирующих мощностей;
2. 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.

7.4.3 Схема и программа развития электроэнергетики Мурманской области на период 2023-2027 гг.

Схема и программа развития электроэнергетики Мурманской области на период 2023-2027 гг. утверждена распоряжением Губернатора Мурманской области от 29 апреля 2022 г. №117-РГ.

Объем потребления электрической энергии по Мурманской области в 2021 году составил 11,973 млрд кВт·ч, что на 3,3 % меньше объема 2020 года.

Прогнозы уровней потребления представлены в двух вариантах: в базовом и региональном. К 2027 году объем спроса на электрическую энергию на территории Мурманской области в базовом варианте прогнозируется на уровне 13,72 млрд кВт·ч (среднегодовой прирост за период – 2,3 %). По региональному варианту объем спроса на электрическую энергию к 2027 прогнозируется на уровне 15,886 млрд кВт·ч (среднегодовой прирост за период – 4,8 %)

Прогноз электропотребления на территории Мурманской области на 2022-2027 годы представлен в таблицах 7.11 и 7.12 и на рисунках 7.4 и 7.5.

Таблица 7.11 Прогноз спроса на электрическую энергию на территории Мурманской области на 2022-2027 годы, млрд. кВт*ч. Базовый вариант

Наименование	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	Среднегодовой темп прироста за 2022-2027 гг., %
Электропотребление, млрд. кВтч	12,827	12,877	12,869	13,603	13,72	13,72	
Годовой темп прироста, %	7,1	0,4	-0,1	5,7	0,9	0,0	2,3
Собственный максимум нагрузки, МВт	1872	1874	1868	1984	2002	2002	
Число часов использования собственного максимума нагрузки, час	6852	6871,4	6889,2	6856,4	6853,1	6853,1	

Таблица 7.12 Прогноз спроса на электрическую энергию на территории Мурманской области на 2022-2027 годы, млрд. кВт*ч. Региональный вариант

Наименование	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	Среднегодовой темп прироста за 2022-2027 гг. %
Электропотребление, млрд. кВтч	13,176	13,337	13,654	14,919	15,207	15,886	
Годовой темп прироста, %	9,7	1,2	2,4	9,3	1,9	4,5	4,8
Собственный максимум нагрузки, МВт	1923	1941	1982	2176	2219	2318	
Число часов использования собственного максимума нагрузки, час	6852	6871,4	6889,2	6856,4	6853,1	6853,1	

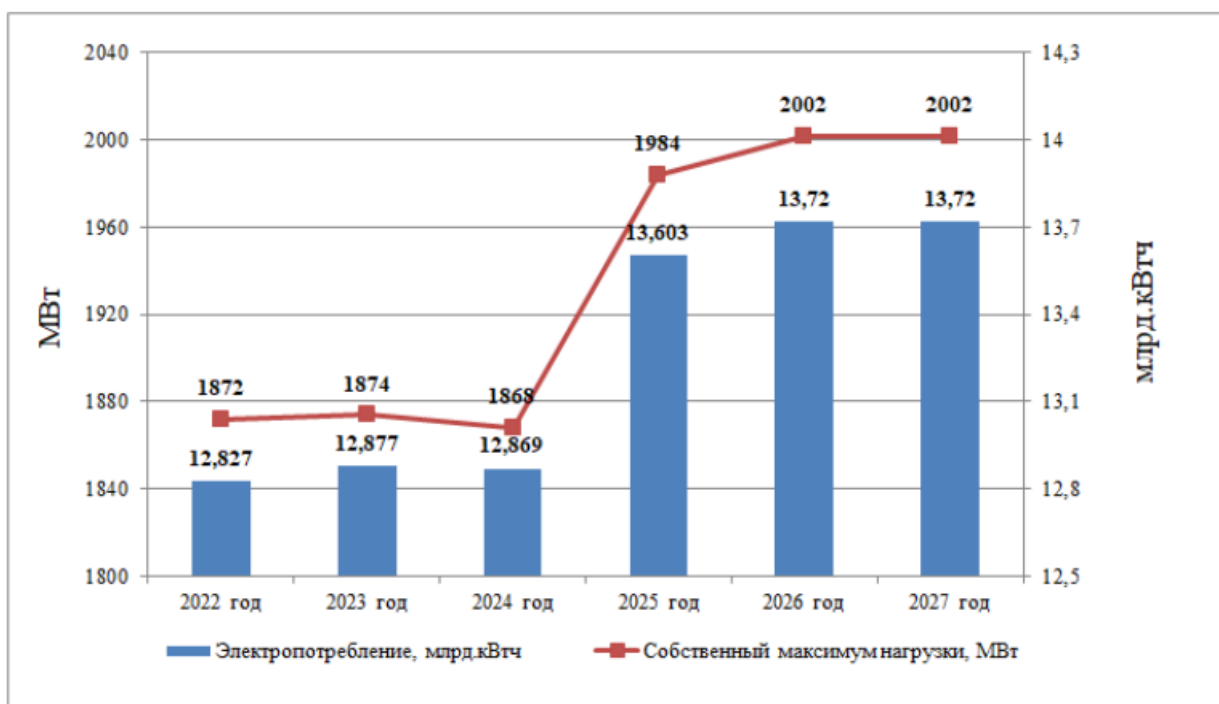


Рисунок 7.4 Уровни потребления электроэнергии и мощности на территории Мурманской области на 2022-2027 годы. Базовый вариант.

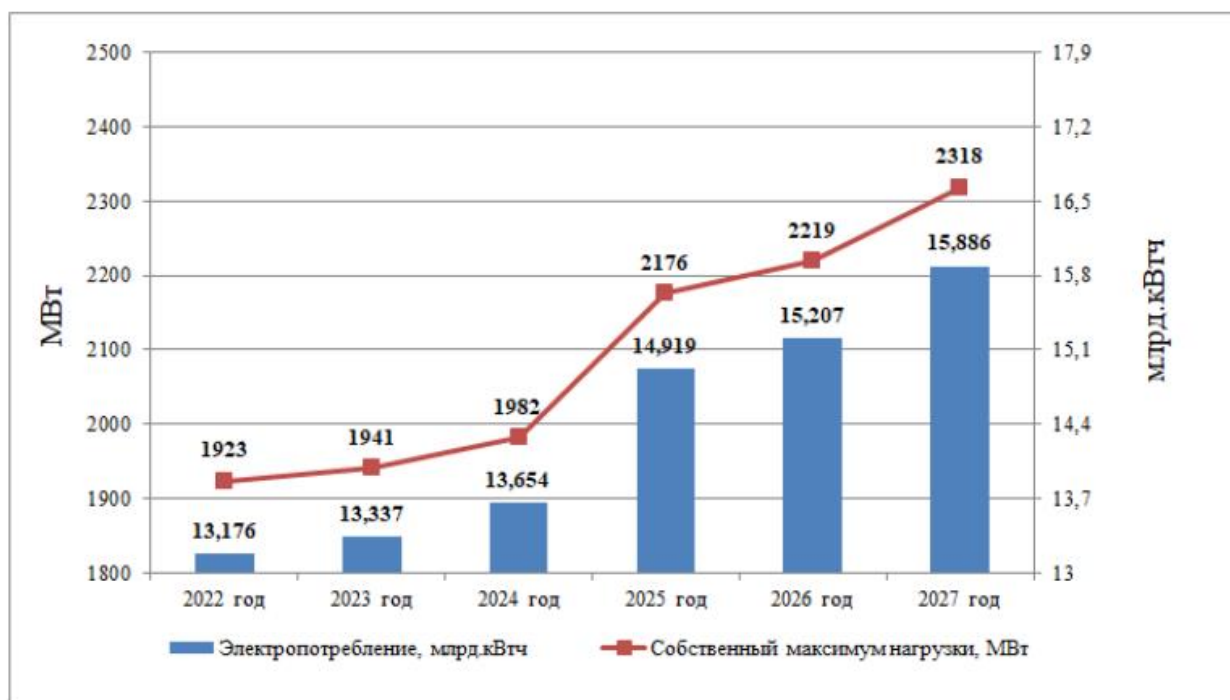


Рисунок 7.5 Уровни потребления электроэнергии и мощности на территории Мурманской области на 2022-2027 годы. Региональный вариант.

Перечень электростанций Мурманской области с указанием их установленной мощности в период 2022-2027 годов представлен в таблице 7.13.

Таблица 7.13 Установленная мощность электростанций Мурманской области в период 2022-2027 годов.

Электростанция	Установленная мощность, МВт						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Кольская АЭС	1760	1760	1760	1760	1760	1760	
Апатитская ТЭЦ	230	230	230	230	230	230	
Мурманская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12	
Каскад Нивских ГЭС	568,4	568,4	568,4	568,4	568,4	568,4	
Каскад Туломских и Серебрянских ГЭС	859,9	859,9	867,9	867,9	867,9	867,9	
Каскад Пазских ГЭС	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	
Кислогубская ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»	8	8	8	8	8	8	
Кольская ВЭС	200,97	200,97	200,97	200,97	200,97	200,97	
МГЭС-1_1	0	0	16,5	16,5	16,5	16,5	
Всего	3827,97	3827,97	3852,47	3852,47	3852,47	3852,47	

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации в энергосистеме Мурманской области:

- ввод Кольской ВЭС (ПАО «Энел Россия») установленной мощностью 200,97 МВт в 2022 году;
- ввод Гидротурбина вертикальная поворотной-лопастной ГЭС «Арктика» (ПАО «ТГК-1») установленной мощностью 16,5 МВт в 2024 году.

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России:

- модернизация гидроагрегата ст. № 2 Верхне-Туломской ГЭС-12 с изменением установленной мощности с 67 до 75 мвт в 2024 году;
- модернизация гидроагрегата ст. № 3 Верхне-Туломской ГЭС-12 с изменением установленной мощности с 67 до 75 мвт в 2022 году.

На Кольской атомной станции на энергоблоке № 3 и № 4 выполнен комплекс работ по продлению на 25 лет проектного срока эксплуатации (30 лет). В 2019 году на энергоблоке № 1 выполнен комплекс мероприятий, по продлению срока эксплуатации на 15 лет – до 2033 года. В 2019 году в соответствии с утвержденной Минэнерго РФ инвестиционной программой АО «Концерн Росэнергоатом», проведены работы по продлению срока эксплуатации на 15 лет (до 2034 года) на блоке № 2

На ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК» установленной мощностью 8 МВт в рассматриваемую перспективу изменения генерирующей мощности не планируется.

На Мурманской ТЭЦ (12 МВт) изменений установленной мощности в рассматриваемый период не планируется.

В таблицах 7.14 - 7.15 приведены прогнозные балансы электроэнергии для работы ГЭС по среднемноголетней величине и в маловодный год:

Таблица 7.14 Баланс электроэнергии энергосистемы Мурманской области в период 2022-2027 годов. Работа ГЭС по среднемноголетней величине, млрд. кВтч

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность						
Электропотребление	12,827	12,877	12,869	13,603	13,720	13,720
Покрытие						
Выработка электростанций, в том числе	17,197	18,14	18,142	18,286	18,317	18,309
АЭС	10,130	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
ГЭС	6,518	6,483	6,485	6,549	6,549	6,549
ТЭС	0,499	0,499	0,499	0,579	0,61	0,602
ВЭС,СЭС	0,051	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658
Избыток (+), дефицит (-),	4,370	5,263	5,273	5,852	4,976	4,867

Таблица 7.15 Баланс электроэнергии энергосистемы Мурманской области в период 2022-2027 годов. Расчетный маловодный год, млрд. кВтч

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность						
Электропотребление	12,827	12,877	12,869	13,603	13,720	13,720
Покрытие						
Выработка электростанций, в том числе	16,497	17,474	17,474	17,544	17,585	17,577
АЭС	10,130	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
ГЭС	5,817	5,817	5,817	5,817	5,817	5,817
ТЭС	0,499	0,499	0,499	0,579	0,61	0,602
ВЭС,СЭС	0,051	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658
Избыток (+), дефицит (-),	3,67	4,597	4,605	3,951	3,865	3,857

Из приведенных в таблицах значений видно, что балансы энергосистемы Мурманской области сводятся с избытком. Избытки электроэнергии передаются в энергосистему Республики Карелия, а также на обеспечение нужд приграничной торговли. За период времени с 2022 по 2027 гг. выработка электростанций энергосистемы Мурманской области имеет избыток баланса энергии для варианта работы ГЭС по среднемноголетней величине 4,37-5,273 млрд. кВтч, а для расчетного маловодного года – 3,6-4,605 млрд. кВтч.

В результате анализа схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2022-2027 годы, можно сделать следующие выводы:

1. В Мурманской области прогнозируется ввод площадок под новое строительство генерирующих мощностей (Кольская ВЭС и МГЭС-1_1);
2. ЭС Мурманской области является профицитной на весь рассматриваемый период;
3. Вывод из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования, а также организация на базе существующих источников когерационных установок в энергосистеме г. Мурманска не предусматривается.

По результатам анализа вышеуказанных документов планирования в сфере электроэнергетики на территории Мурманской области, в схеме теплоснабжения г. Мурманска не предусматривается строительство новых источников тепловой энергии, с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Оборудование единственного на территории Мурманска источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Мурманской ТЭЦ, представлено в таблицах 7.16 – 7.18.

Таблица 7.16 Сведения об установленных котлах

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ность 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	1958	30/30	89,33	Белгородский котельный завод	2017 / 2017
ТП -30У, №2	1957	30/30	89,33	Белгородский котельный завод	2019 / 2018
ТП -30Р, № 3	1954	30/30	88,99	Белгородский котельный завод	2018 / 2017
ТП -35У, №4	1960	35/35	90,17	Белгородский котельный завод	2019 / 2019
БМ-35, № 5	1962	35/40	90,18	Белгородский котельный завод	2018 / 2019
БМ-35, № 6	1963	35/40	90,18	Белгородский котельный завод	2018 / 2018
ГМ-50, № 7	1964	50/50	90,19	Белгородский котельный завод	2019 / 2017
Водогрейные котлы					
ПТВМ-50, №8	1965	50/45,0	88,29	Машиностроительный завод «Татра»	2018 / 2018
ПТВМ-50, №9	1966	50/45,0	90,4	Машиностроительный завод «Татра»	2019 / 2019
ПТВМ-100, №10	1970	100/86	87,43	Дорогобужский котельный завод	2019 / 2020

Таблица 7.17 Сведения об установленных турбинах Мурманской ТЭЦ

Наименование оборудования	Электрическая мощность, МВт	Давление пара перед турбиной, кгс/см ²	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
Р-6-35-6ст. № 3	6	34	1962	2014
ПР-6-35-10\1,2 ст. № 4	6	34	1963	2010

Таблица 7.18 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
№1	Охладитель конденсата калориферов котлов	150	250	53,9
№2	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 по согласованию с АО «СО ЕЭС».

7.6.1 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 Мурманской ТЭЦ в большинстве случаев выше, чем на сопоставимых по мощности котельных.

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 7.19.

Таблица 7.19 Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т/Гкал

Наименование источника	2018	2019	2020	2021	2022
Мурманская ТЭЦ	181,15	181,35	181,35	181,26	180,50
Южная котельная	169,57	169,65	169,68	169,55	169,56
Восточная котельная	171,89	171,30	171,66	171,72	172,72

Как видно из 7.19, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ незначительно выше, чем на ближайших котельных. В таблице 7.20 приведены данные о расходе топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2022 год.

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 6,45% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на Мурманской ТЭЦ прежде всего объясняется отпуском тепла по схеме паровой котел - бойлер с дросселированием пара от энергетических котлов.

Как видно из таблицы 7.20, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 11,68%, 7,21% и 9,7% соответственно.

Таблица 7.20 Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2022 г.

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход топлива, тыс.т.	87,331	105,065	58,028
Выработка тепловой энергии, тыс.Гкал	749,738	901,928	496,387
Собственные и хозяйственные нужды, тыс.Гкал	87,627	65,042	48,381
Собственные нужды, %	11,688%	7,21%	9,74%
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, тыс.Гкал	15,102		
Покупка тепловой энергии от АО "Завод ТО ТБО"			47,2
Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс.Гкал	662,111	836,886	495,206
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	180,5	169,56	172,72
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу, млн кВт-ч	12,958	-	-

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

7.6.2 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. Однако, данное мероприятие требует согласования с АО «СО ЕЭС», в связи с чем, на текущий момент сроки реализации мероприятия не определены.

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

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

2024 – 2025 гг. – замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11 и ст.№12. Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13;

2026 год – замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13;

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

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

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

Переключение нагрузки с Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную требуют реконструкции тепловых пунктов потребителей, для отладки гидравлического режима. Ввиду того, что на текущий момент законодательно не определен правовой порядок выполнения мероприятий такого рода (мероприятие требует согласие собственников и

источник финансирования не определен), мероприятия по переключению перенесены на более поздний срок.

Предусмотренные мероприятия позволят:

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

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 7.21.

Таблица 7.21 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	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35	1962	40 т/ч	БМ-35 Р	1962	40 т/ч
6	БМ-35	1963	40 т/ч	БМ-35 Р	1963	40 т/ч
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	ГМ-50	1964	50 т/ч
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1958	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2024	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2025	60 Гкал/ч
				Котел ст.№3	2026	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		442
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12

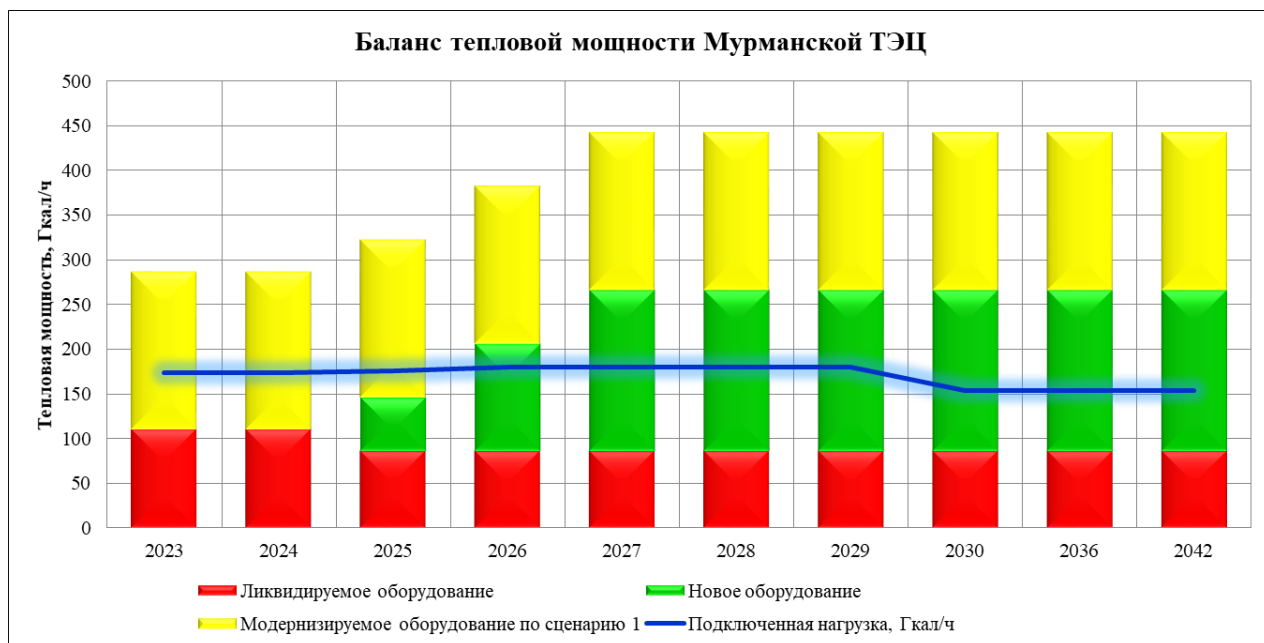


Рисунок 7.6 Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период актуализации Схемы теплоснабжения по сценарию 1 и 2

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблицах 7.22 - 7.24.

Таблица 7.22 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-3042
Мероприятие	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	-	-	Переключение 26,15 Гкал/ч на Восточную котельную.	-	-	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286	286	322	382	442	442	442	442	442	442
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286	286	322	382	442	442	442	442	442	442
Суммарная установленная тепловая мощность всех турбин, Гкал/ч	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Суммарная установленная тепловая мощность всех пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	176	176	236	296	356	356	356	356	356	356
Суммарная установленная тепловая мощность прочего оборудования, Гкал/ч:	36	36	12	12	12	12	12	12	12	12
РОУ 21/6	24	24	-	-	-	-	-	-	-	-
РОУ 39/6	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	251,80	251,83	283,55	336,41	389,25	389,23	389,23	389,23	389,23	389,23
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	173,76	175,90	179,52	179,59	179,59	179,59	153,44	153,44	153,44	153,44
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	18,45	18,39	18,87	18,90	18,90	18,92	17,96	17,96	17,96	17,96

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-3042
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	165,8	165,8	197,6	250,4	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-26,41	-28,46	-0,84	51,92	104,76	104,73	131,83	131,83	131,83	131,83
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-15,93	-17,16	-0,43	20,73	34,55	34,54	43,47	43,47	43,47	43,47

Таблица 7.23 Капитальные затраты на реализацию мероприятий по 1 и 2 сценариям, млн. руб. (с НДС)

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 2	14,976								14,976
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	3,264								3,264
Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	3,522								3,522
Текущий ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	5,708								5,708
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	6,604								6,604
Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1		6,444							6,444
Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6		10,068							10,068
Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7		10,104							10,104
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9		12,78							12,78
Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4			18,504						18,504
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8			14,268						14,268
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3				17,844					17,844
Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5				15,036					15,036
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9				20,58					20,58
Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1	5,0	5,0	5,0	8,657					23,657
Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь					20				20
Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь					20				20
Реконструкция Мурманской ТЭЦ		67,38							67,38
Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ		0,877	0,923	0,968	0,997	0,997			4,763
Модернизация системы измерения, технологической сигнализации и защиты парового котла ТП-30У ст.№2 Мурманская ТЭЦ	3,85								3,85
Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ		7,583							7,583

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Дооборудование эстакад мазутослива котлогурбинного цеха (Мурманская ТЭЦ) стационарными системами защиты от падения		15,77							15,77
Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ		7,244							7,244
Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ	2,40	4,80							7,20
ИТОГО по Мурманской ТЭЦ	45,33	148,05	38,69	63,08	41,00	1,00	0,00	0,00	337,15

Таблица 7.24 Технико-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	173,8	173,8	175,9	179,5	179,6	179,6	179,6	153,4	153,4	153,4	153,4
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	157,1	157,1	158,9	161,7	161,8	161,8	161,8	138,8	138,8	138,8	138,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	16,6	16,6	17,0	17,8	17,8	17,8	17,8	14,7	14,7	14,7	14,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,4	34,2	34,2	38,4	45,6	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,8	18,5	18,4	18,9	18,9	18,9	18,9	18,0	18,0	18,0	18,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	749,74	774,7	796,5	813,5	813,5	813,5	813,6	711,5	711,5	711,5	711,5
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	87,63	92,6	95,2	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	662,11	682,1	701,3	716,3	716,4	716,4	716,4	614,4	614,4	614,4	614,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	30,68	25,1	24,3	24,3	24,4	24,4	24,4	23,2	23,2	23,2	23,2
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	631,44	657,0	677,0	692,0	692,0	692,0	692,0	591,2	591,2	591,2	591,2
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%
Мазут	%	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	160,0	159,6	159,6	159,7	159,7	159,7	159,7	156,6	156,6	156,6	156,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов												

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Мазут	кгу.т/Гкал	180,4	180,6	180,6	180,6	180,6	180,6	180,6	180,5	180,5	180,5	180,5
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	120,0	123,7	127,2	129,9	129,9	129,9	129,9	111,4	111,4	111,4	111,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	181,2	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	87,3	90,0	92,6	94,5	94,6	94,6	94,6	81,1	81,1	81,1	81,1

7.6.3 Мероприятия для Восточной котельной

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 166,508 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 199,13 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для сценария 1 и 2, в рамках которых на ближайший период предусматривается проведение необходимого вида ремонта существующих котлов без смены используемого топлива:

2023 год

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

2024 год

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

2025 год

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5.

2026 год

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

2023 – 2025 год

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

2025 – 2026 год

- Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутриванционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).

Также предусматривается выполнение переключения части нагрузки с Мурманской ТЭЦ:

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

и реализация технической возможности по подключению к системе централизованного теплоснабжения планируемой комплексной застройки микрорайона «Больничный городок» (20 Гкал/ч) (по заявке на подключение к системе теплоснабжения, на основании которой будет заключаться договор о подключении, плата по которому будет устанавливаться в индивидуальном порядке в зависимости от выбранного варианта подключения (по предварительной оценке, стоимость работ составит не менее 1000 млн.руб.).

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

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

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

- реконструкция насосной станции №7 с увеличением ее производительности;

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

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

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

При дальнейшем развитии перспективной застройки города, реализуемой в зоне действия Восточной котельной, потребуется строительство второго луча от источника, характеристики которого будут устанавливаться по результатам проектно-

изыскательских работ (по предварительным расчетам, выполненным в программном комплексе Zulu, диаметр луча составит Ду 500 мм).

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

Состав оборудования для сценария 1 и сценария 2 представлен в таблице 7.25.

Таблица 7.25 Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и сценария 2

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



Рисунок 7.7 Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2

Таблица 7.26 **Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1 и 2**

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1		Реконструкция сетевой установки, установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)						
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5
Тепловая мощность "нетто" ТО ТБО, Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	124,31	124,97	130,15	130,79	130,79	130,79	156,93	156,93	156,93	156,93
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	14,87	13,44	14,17	14,40	14,46	14,48	15,44	15,44	15,44	15,44
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	251,54	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	127,77	127,03	121,12	120,25	120,19	120,17	93,07	93,07	93,07	93,07
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	50,80	50,81	48,44	48,09	48,07	48,06	37,22	37,22	37,22	37,22

Таблица 7.27 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2 для Восточной котельной, млн. руб. (с НДС)

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Восточная котельная									
Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	15,0								15,0
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	7,764								7,764
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 1		13,896							13,896
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 6		17,568							17,568
Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2			8,268						8,268
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5			6,324						6,324
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3				18,792					18,792
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4				31,488					31,488
Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)					5,0	5,0			10,0
Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной		6,583							6,583
Реконструкция сетевой установки Восточной котельной (включающая замену внутростанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)			14	186	0				200
Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	1,44	11,28	11,28	0	0				24
Установка частотных преобразователей на тягодутьевых механизмах котлов Восточной котельной с разработкой ПД	11,56								11,56
Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	16,65								16,65
Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Восточной котельной		0,321							0,321
Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной		45,00	110,00	121,685					276,685
Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной	2,07	63,81							65,88
Техническое перевооружение участков мазутопроводов из котельной и мазутонасосной Восточной котельной	2,07								2,07
ИТОГО по Восточной котельной	56,54	158,46	149,87	357,97	5,00	5,00	0,00	0,00	732,84

Таблица 7.28 Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	124,3	124,3	125,0	130,2	130,8	130,8	130,8	176,9	176,9	176,9	176,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	109,7	109,7	110,4	114,5	115,2	115,2	115,2	150,2	150,2	150,2	150,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	14,6	14,6	14,6	15,6	15,6	15,6	15,6	26,7	26,7	26,7	26,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	38,0	38,5	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,1	14,6	13,4	14,2	14,4	14,5	14,5	15,4	15,4	15,4	15,4
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	496,39	510,12	478,077	499,30	502,17	501,82	500,98	601,50	704,83	704,83	704,83
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	47,20	58,00	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	48,38	50,31	48,88	50,93	51,80	51,76	51,85	51,85	51,85	51,85	51,85
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	47,20	52,20	70,20	72,90	73,35	73,80	74,40	74,40	74,40	74,40	74,40
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	495,21	517,81	507,20	529,37	531,87	532,06	532,13	632,65	735,97	735,97	735,97
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	27,55	25,81	20,20	20,37	20,87	21,06	21,13	22,48	22,48	22,48	22,48
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	467,66	492,00	487,00	509,00	511,00	511,00	511,00	610,17	713,49	713,49	713,49
Структура топливного баланса												
Мазут	%	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 у.т/Гкал	158,004	160,768	167,982	167,918	167,747	167,926	168,228	166,582	165,380	165,380	165,380
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	78,431	82,011	80,330	83,842	84,238	84,268	84,279	100,200	116,564	116,564	116,564
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг у.т/Гкал	172,72	171,8	171,6	171,6	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	58,028	60,677	59,433	62,031	62,324	62,347	62,355	74,134	86,241	86,241	86,241

7.6.4 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 303,037 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2042 году, с учетом ввода в эксплуатацию новых объектов капитального строительства, составит 316,4 Гкал/ч.

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

2023 год

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 4;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 7.

2024 год

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

2025 год

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3;
- Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7.

2026 год

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2;
- Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8.

2024-2027 год

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

Состав оборудования для сценария 1 и 2 представлены в таблицах 7.29.

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Южной котельной для рассматриваемых сценариев представлены в таблице 7.31.

Таблица 7.29 Существующий и перспективный состав оборудования котельной Южная для Сценария 1 и 2

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

Таблица 7.30 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 1 и 2

Мероприятие	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042
				Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 ст.№5, КВГМ-100 ст.№7	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 ст.№8	Ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)				
Установленная мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	427,76	427,18	427,28	427,28	427,33	427,33	473,75	473,75	473,75	473,75
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	214,24	214,24	217,24	223,07	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	21,90	22,08	24,33	24,98	25,43	25,43	25,50	25,50	25,50	25,50
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	327,76	327,18	327,28	327,28	327,33	327,33	373,75	373,75	373,75	373,75
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	91,62	90,86	85,71	79,24	74,30	74,30	120,65	120,65	120,65	120,65
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	27,95	27,77	26,19	24,21	22,70	22,70	32,28	32,28	32,28	32,28

Таблица 7.31 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2, млн. руб. (с НДС)

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Южная котельная									
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	9,936								9,936
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 4	22,572								22,572
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	10,828								10,828
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 7	8,896								8,896
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1		6,732							6,73
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		22,572							22,57
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3			9,24						9,24
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5			8,172						8,17
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7			20,784						20,78
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2				13,824					13,82
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6				32,928					32,93
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8				29,4					29,40
Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)		24,5	108,5	108,5	108,5				350,00
Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1		1,650	5,883	6,187					13,720
Реконструкция подъездных тупиковых железнодорожных путей №1 и №2 источника теплоснабжения Южная котельная	1,38								1,38
Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	1,33								1,33
Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ		1,771	1,846	2,327	1,994	1,199			9,138
Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТЦ КЦ-1	1,46								1,46

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1		38,091							38,091
Дооборудование эстакад мазутослива Южной котельной стационарными системами защиты от падения			21,882						21,882
Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Южной котельной	7,02								7,02
Модернизация системы пожарной сигнализации мазутонасосной Южной котельной	1,40								1,40
ИТОГО по Южной котельная	64,81	95,32	176,31	193,17	110,49	1,20	0,00	0,00	641,30

Таблица 7.32 Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	214,2	214,2	217,2	223,1	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	187,9	187,9	190,2	195,5	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,4	26,4	27,0	27,6	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,24	33,82	33,72	33,72	33,67	33,67	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	21,90	22,08	24,33	24,98	25,43	25,43	25,50	25,50	25,50	25,50	25,50
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	901,93	968,16	958,72	981,24	1005,95	1005,95	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	65,04	71,03	70,12	71,76	73,47	73,47	73,34	73,3	73,3	73,3	73,3
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	836,89	897,13	888,60	909,47	932,47	932,47	932,72	932,7	932,7	932,7	932,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	33,73	40,13	45,60	45,47	45,47	45,47	45,72	45,7	45,7	45,7	45,7
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	803,16	857,00	843,00	864,00	887,00	887,00	887,00	887,0	887,0	887,0	887,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	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	157,5	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	кгу.т/Гкал	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	142,2	152,5	151,0	154,6	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	105,1	112,6	111,6	114,2	117,1	117,1	117,1	117,1	117,1	117,1	117,1

7.7 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, 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.

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

7.8.1 Котельная «Северная»

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

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

Пар, вырабатываемый паровыми котлами, в основном используется:

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

Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 1 для котельной «Северная»

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

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт;
- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст.№3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст.№1-4;
- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст.№5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;
- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 8 схемы теплоснабжения).

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

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

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

Также к реализации планируются следующие мероприятия:

- реализация мероприятий по внедрению приборного парка учета ресурсов;
- реализация мероприятий по установке анализаторов дымовых газов;
- внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭЖ;

- оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно-техническими средствами охраны

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

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

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

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

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен в таблице 7.33.

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

В рамках второго сценария, схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной «Роста» с переключением существующих нагрузок на котельную «Северная». В остальном, состав мероприятий соответствует сценарию 1.

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

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт;

- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст.№3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст.№1-4;
- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст.№5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;
- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 7 схемы теплоснабжения).

В 2024 году – реализация мероприятий по внедрению приборного парка учета ресурсов;

- реализация мероприятий по установке анализаторов дымовых газов;
- внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК.

2026 год

В 2026 году на котельную «Северная» планируется переключить существующую тепловую нагрузку котельной «Роста» в размере 27,915 Гкал/ч. Такое переключение позволит котельную «Роста» вывести из эксплуатации.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной «Северная» на период актуализации Схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 и 2 представлен в таблице 7.34 - 7.35.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий и состав мероприятий, необходимых для перехода на закрытую схему ГВС, при реализации Сценариев 1 и 2 непосредственно для котельной «Северная» представлены в таблицах 7.36 и 7.37.

Таблица 7.33 Состав оборудования котельной Северная по Сценарию 1 и 2

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

Таблица 7.34 Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2042
Мероприятия	-	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5		Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14
		-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10		-	Установка парового котла ДКВР-10/13 №3	-
Установленная мощность, Гкал/ч	367,70	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	367,70	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Паровые котлы	247,7	247,7	180	137	107	55,5	25,5
Водогрейные котлы	120	141,6	141,6	141,6	191,6	291,6	291,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	353,76	376,64	309,03	266,11	285,90	334,40	304,40
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	146,63	146,63	147,97	150,14	152,69	152,69	152,69
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,28	16,28	16,42	16,66	16,95	16,95	16,95
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	323,8	346,6	279,0	236,1	255,9	304,4	274,4
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	160,85	183,73	114,64	69,30	86,26	134,76	104,76
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	49,68	53,00	41,08	29,35	33,71	44,27	38,18

Таблица 7.35 Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2042
Мероприятия	-	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5		Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14
		-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10		-	Установка парового котла ДКВР-10/13 №3	-
Установленная мощность, Гкал/ч	367,70	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	367,70	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Паровые котлы	247,7	247,7	180	137	107	55,5	25,5
Водогрейные котлы	120	141,6	141,6	141,6	191,6	291,6	291,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	353,76	376,64	309,03	266,11	283,91	332,41	302,41
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	146,63	146,63	147,97	150,14	176,63	176,63	176,63
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,28	16,28	16,42	16,66	19,60	19,60	19,60
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	323,8	346,6	279,0	236,1	253,9	302,4	272,4
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	160,85	183,73	114,64	69,30	57,67	106,17	76,17
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	49,68	53,00	41,08	29,35	22,72	35,11	27,96

Таблица 7.36 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной «Северная», млн. руб. (с НДС)

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13		5	24			29,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30		2	50			52,00
Установка водогрейного котла Eurotherm-58			4	135		139,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58				4	135	139,00
Установка парового котла ДКВР-10/13				3	12	15,00
Замена двух подогревателей сетевой воды на более производительные*	33,93					33,93
Замена сетевых насосов на более производительные*	60,76					60,76
Внедрение приборного парка учета ресурсов		1,00				1,00
Установка анализаторов дымовых газов		1,50				1,50
Внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК		3,00				3,00
Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Северная котельная		10,00				10,00
Итого по источнику**	94,68	22,50	78,00	142,00	147,00	418,18

*Затраты в рамках инвестиционной программы АО «МЭС» на 2022-2023 гг.

** Представлена предварительная оценка затрат по мероприятиям. Окончательная стоимость будет определена АО «МЭС» по результатам уточнения состава выполняемых работ и проведения проектных работ

Таблица 7.37 Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной "Северная"

Котельная "Северная", основное и вспомогательное оборудование				
№ п/п	Наименование мероприятий	Наименование оборудования	Режим работы	Электрооборудование
1	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3	Котел водогрейный смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт	зимний режим	Средняя электрическая мощность 267кВт. Вентилятор горелки 211кВт; напряжение 0,4кВ. Электропривод задвижки 1,5кВт; насос рециркуляции (2 шт.) 13,2кВт; автоматика 1кВт.
2	Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315	Подогреватель кожухотрубный ПСВэ-700-1,6-1,6-II (D=1500мм)	зимний режим	
3	Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	WILO BL-50/240-30/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.

4	Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст№3,5	WILO BL-32/240-15/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
5	Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст№1,2,3,4	WILO SCP 300/660 DV-800/4	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 800кВт; напряжение 6кВ.
6	Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст.№1,2	WILO BL-100/165-30/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.

ЦТП район № 2 Ленинский АО

№ п/п	Объект	Наименование мероприятий	Наименование оборудования	Режим работы	Электрооборудование
7	ЦТП 175 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
8		Замена сетевого насоса СН-3	НКУ -250	зимний режим	Серийный электродвигатель 5А200L4 У2 IM 1081 IP 55. Мощность 45кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 87А.
9	ЦТП 171 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
10	ЦТП 203 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 50/170-11/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 11кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
11	ЦТП 207 кв.	Установка трех сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 80/170-30/2	зимний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.
12	Элеваторный узел А. Невского	Установка водоподогревателя ГВС		зимний летний режим	

Тепловые сети от котельной "Северная" Ленинский АО

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Наименование теплосети	Протяжённость участка, м	Существующий Внутренний Ду подающего и обратного трубопровода, м	Мероприятие перекадка Внутренний Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Электрооборудование
13	ТК-106 Ч. Лучинского	ТК-107	магистральная	47	0,309	0,35	Подземная канальная	
14	ТК-105 Ч. Лучинского	ТК-106		75,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
15	ТК-9 Свердлова	ТК-10	магистральная	95	0,412	0,5	Подземная канальная	
16	ТК-8 Свердлова	ТК-9		91	0,412	0,5	Подземная канальная	
17	ТК-7 Свердлова	ТК-8		69	0,412	5	Подземная канальная	

18	ТК-6 Свердлова	ТК-7		135	0,412	0,5	Подземная канальная	
19	ТК-5 Свердлова	ТК-6		110	0,412	0,5	Подземная канальная	
20	ТК-63 Подстанционного	ТК-62	магистральная	60	0,309	0,35	Подземная канальная	
21	ТК-63 Подстанционного	ТК-62		63,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
22	ТК-63 Подстанционного	ТК-62		40	0,309	0,35	Подземная канальная	
23	ТК-14 Подстанционного	ТК-60		129	0,309	0,35	Подземная канальная	
24	ТК-60 Подстанционного	ТК-61		22	0,309	0,35	Подземная канальная	
25	ТК-61 Подстанционного	ТК-62		143	0,309	0,35	Подземная канальная	
26	Луч 2 в сторону Хлобыстова	до ТК-201д	магистральная	910	0,412	0,5	Надземная	
27	ТК-208 Невского	ТК-209	магистральная	69	0,309	0,35	Подземная канальная	
28	ТК-67 Александрова	ТК-68	магистральная	75	0,207	0,25	Подземная канальная	

Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» при реализации Сценариев 1 и 2 представлены в таблице 7.38 и 7.39.

Таблица 7.38 Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	146,63	146,6	148,0	150,1	152,7	152,7	152,7	152,7	152,7	152,7	152,7
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	130,8	130,8	131,4	132,8	134,6	134,6	134,6	134,6	134,6	134,6	134,6
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,9	15,9	16,5	17,4	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,9	12,7	12,6	12,5	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,3	16,3	16,4	16,7	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	608,4	608,4	617,4	629,0	641,4	641,4	641,4	630,0	630,0	630,0	630,0
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,1	4,1	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	560,5	560,5	569,5	581,0	593,5	593,5	593,5	582,0	582,0	582,0	582,0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	56,0	56,0	56,5	57,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	164,0	164,0	164,2	164,5	164,7	164,7	164,7	164,5	164,5	164,5	164,5
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	99,8	99,8	101,4	103,5	105,7	105,7	105,7	103,6	103,6	103,6	103,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	73,2	73,2	74,4	75,9	77,5	77,5	77,5	76,0	76,0	76,0	76,0

Таблица 7.39 Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	146,63	146,6	148,0	150,1	176,6	176,6	176,6	176,6	176,6	176,6	176,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	130,8	130,8	131,4	132,8	156,1	156,1	156,1	156,1	156,1	156,1	156,1
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,9	15,9	16,5	17,4	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,9	12,7	12,6	12,5	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,3	16,3	16,4	16,7	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	608,4	608,4	617,4	629,0	739,3	739,3	739,3	739,3	739,3	739,3	739,3
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	47,9	47,9	47,9	47,9	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	560,5	560,5	569,5	581,0	683,0	683,0	683,0	683,0	683,0	683,0	683,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	56,0	56,0	56,5	57,3	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	504,5	504,5	513,0	523,7	615,5	615,5	615,5	615,5	615,5	615,5	615,5
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	164,0	164,0	164,2	164,5	164,5	164,5	164,5	164,5	164,5	164,5	164,5
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	99,8	99,8	101,4	103,5	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	73,2	73,2	74,4	75,9	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2

7.9 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

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

7.10 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Расширение зоны действия Мурманской ТЭЦ схемой теплоснабжения не предусматривается.

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

7.11.1 Котельная «Роста»

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

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

- в целях повышения энергоэффективности и надежности теплоснабжения, на котельной мкр. Роста планируется проведение технического перевооружения, состоящее из демонтажа парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч;
- установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта согласно ст. 275 Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса;
- проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов;

– реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства;

– оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно-техническими средствами охраны.

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

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

2023 год – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100 или аналог).

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной приведен в таблицах 7.40 и 7.42.

Таблица 7.40 Состав оборудования котельной «Роста»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Водогрейные котлы				Водогрейные котлы		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
3	-	-	-	ТТ-100	2023	3,44
Паровые котлы				Паровые котлы		
3	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
4	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
5				ДКВР 10/13	2024	6,4

В рамках 2-го Сценария, схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной «Роста» с переключением существующих нагрузок на котельную «Северная».

В настоящее время на котельной «Северная» существует резерв тепловой мощности в объеме 160,85 Гкал/ч, что достаточно для такого переключения.

До принятия окончательного решения по закрытию котельной «Роста», в качестве мероприятий на источнике предусматривается к выполнению:

- в целях повышения энергоэффективности и надежности теплоснабжения, на котельной мкр. Роста планируется проведение технического перевооружения, состоящее из демонтажа парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч;
- установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта согласно ст. 275 Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса;
- проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов;
- реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства
- 2023 год – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100).

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий при реализации Сценария 1 и Сценария 2 для котельной «Роста» (для второго сценария период ее функционирования до 2026 года) представлены в таблице ниже.

Таблица 7.41 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2026 года) для котельной «Роста», млн. руб. (с НДС)

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	4,32					4,32
Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч		24,74				24,74
Установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта		0,50				0,50
Проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов		5,50				5,50
Реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на		2,0				2,00

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства						
Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Роста		5,0				5,00
Итого по источнику*	4,32	37,74	0,0	0,0	0,0	42,07

* Представлена предварительная оценка затрат по мероприятиям. Окончательная стоимость будет определена АО «МЭС» по результатам уточнения состава выполняемых работ и проведения ПИР

Таблица 7.42 Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 1 и 2 (до 2026 года)

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	23,7	23,7	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	21,4	21,4	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	102,42	102,4	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,42	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	0,00	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	94,00	94,0	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	166,0	166,0	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	17,0	17,0	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	12,5	12,5	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6

7.12 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.

7.13 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города

7.13.1 Дизельная котельная МУП «МУК»

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии от дизельной котельной микрорайона Дровяное являются затраты на топливо. Так затраты на топливо, учетные в тарифе составляют порядка 12 млн. рублей, что составляет около 69% от НВВ. Топливная составляющая в тарифе на тепловую энергию от данной котельной на 2022 год составила 7165,3 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 по 1 сценарию для данной котельной предлагаются следующие мероприятия:

2024 - 2025 гг.

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

Установка электродвигателей 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 7.43 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток.

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

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

Конструкция установленных в котельной чугунных котлов GTE 521 и GTE 511 позволяет применять ежесуточные пуски и остановы 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 7.8.

график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное

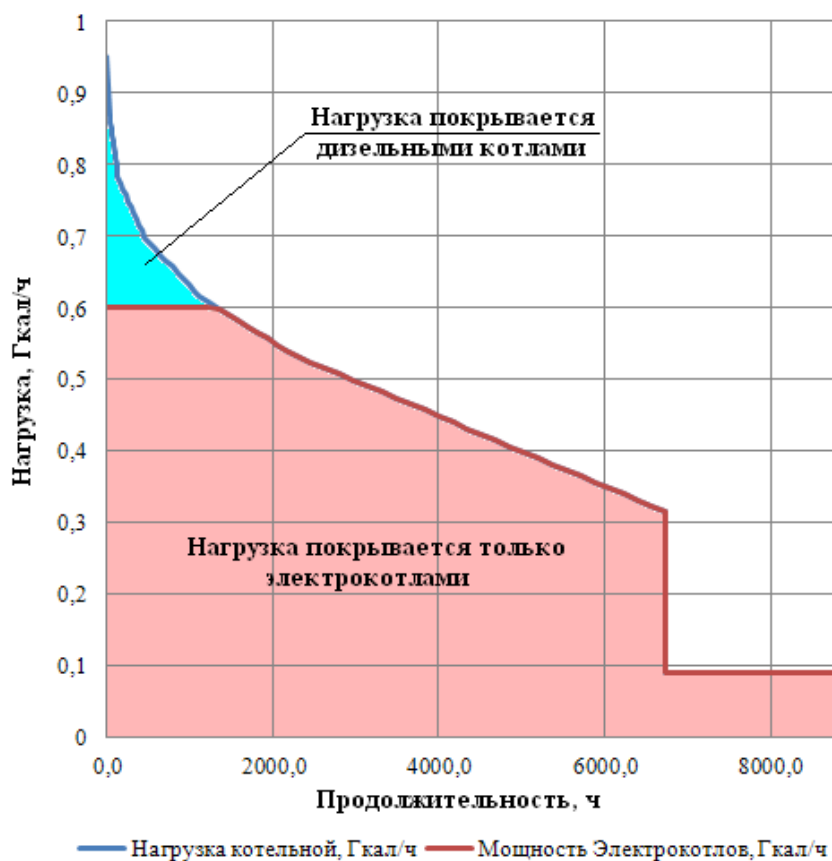


Рисунок 7.8 График Россандера при работе электрокотлов

В качестве нагревательных элементов электрокотлов следует рассматривать фланцевые погружные электронагреватели.

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

Фланцевые погружные нагреватели монтируются в котлы или прочие емкости, или



цистерны, и являются самым безопасным и надежным решением для технологического нагрева.

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

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

Состав оборудования дизельной котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 7.44.

Таблица 7.44 Состав оборудования дизельной котельной

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

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

С учетом установки электродкотлов на котельной топливная составляющая в 2025 году ориентировочно составит 4476,8 руб./Гкал (с условием индексации цен 2020 года), что на 43% ниже существующего уровня. Годовая экономия на затратах на топливо составит 10,7 млн. рублей.

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

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 7.45.

Таблица 7.45 Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной микрорайона Дровяное, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Установка двух электродвигателей ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	2024-2025	1,415
Замена котла GTE 521	2024	1,40
Замена котла GTE 511	2025	1,158
Замена котла GTE 512	2025	1,158
Всего	-	5128,5

Показатели работы дизельной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 7.46.

Таблица 7.46 Показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное на период актуализации Схемы теплоснабжения

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	2,99	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13
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
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,97	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,97	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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%
Дизель	%	100,0%	100,0%	100,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	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	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16
Электроэнергия	кгу.т/Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход условного топлива												
Дизель	тыс. туг.	0,46	0,49	0,49	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Электроэнергия	тыс. туг.	0,00	0,00	0,00	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Дизель	кгу.т/Гкал	156,6	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2
Электроэнергия	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
Переводной коэффициент												
Дизель	тут/тнт	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
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
Расход натурального топлива												
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,34	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Дизель	тыс. руб./т.	66,96	69,64	72,42	75,32	78,33	81,47	84,73	88,11	91,64	95,31	99,12
Электроэнергия	руб./кВт*ч	2,52	2,52	2,62	2,72	2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	3,58
Затраты на топливо	млн руб.	21,45	23,71	24,66	13,89	14,44	15,02	15,62	16,25	16,90	17,57	18,27
Дизель	млн руб.	21,45	23,71	24,66	6,41	6,67	6,93	7,21	7,50	7,80	8,11	8,44
Электроэнергия	млн руб.	0,00	0,00	0,00	7,48	7,78	8,09	8,41	8,75	9,10	9,46	9,84
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	7230,4	7643,5	7949,2	4476,8	4655,9	4842,1	5035,8	5237,2	5446,7	5664,6	5891,1

Сценарий 2 для данного источника основан на заключении возможного концессионного соглашения между Правительством Мурманской области и потенциальным концессионером на реализацию мероприятия «Перевод жилых зданий в мкр.Дровяное г.Мурманск на электроотопление».

В соответствии с этим предлагается выполнить установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Прибрежная, и впоследствии, вывести из эксплуатации дизельную котельную и тепловые сети от нее. Установка ИТП позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла при транспортировке от котельной.

Расчет капитальных затрат тепловой части приведен в таблице 7.47. Стоимость проектных работ оценивается в 650 – 910 тыс. руб.

Таблица 7.47 Расчет капитальных затрат тепловой части

Параметры ИТП			Жилые дома по ул. Прибрежная (дизельная котельная)	
№ п/п	Мощность ИТП, кВт	Стоимость 1 шт., руб. без НДС	Кол-во, шт.	Кап. затраты, руб. без НДС
1	200-300	3 750 000	1	3 750 000
2	300-400	4 333 333	1	4 333 333
3	400-600	4 916 667	1	4 916 667
Итого по группе:			3	13 000 000*

* окончательная стоимость будет определена при выполнении проектных работ

Значение тепловой нагрузки потребителей, а также плановая мощность ИТП в жилых домах по ул. Прибрежная приведены в таблице 7.48.

Таблица 7.48 Теплоснабжение от ИТП по ул. Прибрежная

Наименование	Единица измерения	ИТП в жилых домах по ул. Прибрежная
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,796
Нагрузка на технологию и СН	Гкал/ч	0,016
то же в %	%	2,0%
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000
то же в %	%	0,0%
Расчетная мощность	Гкал/ч	0,812
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/ч	0,122
	%	15,0%
Плановая мощность ИТП	Гкал/ч	0,934

Основные затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП представлены в таблице 7.49. Согласно данной таблице, ежегодный эффект для бюджета при реализации предлагаемых мероприятий составит 22,2 млн. руб.

Технико-экономические показатели работы дизельной котельной по сценарию 2 приведены в таблице 7.49.

Таблица 7.49 Затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП

№ п/п	Наименование улицы	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час	Предполагаемая установленная мощность ИТП, кВт	Капитальные затраты, тыс. руб. без НДС			Затраты на теплоснабжение текущие, тыс. руб.			Затраты на теплоснабжение планируемые, тыс. руб.		Ежегодный эффект для потребителя, тыс. руб.	Ежегодный эффект для бюджета, тыс. руб.	
				Всего	Тепловая часть	Электрич. часть	Всего	Оплачивается потребителем	Оплачивается бюджетом	Всего	Оплачивается потребителем			
От существующей дизельной котельной														
1	ул. Прибрежная, 6	0,2889	350	9816	4333	5483	12 678	4603	8 074	3378	3378	1225	8 074	
2	ул. Прибрежная, 23	0,3183	400	10959	4917	6042	13 987	5079	8 908	3727	3727	1351	8 908	
3	ул. Прибрежная, 25	0,1892	250	7340	3750	3590	8 330	3024	5 305	2220	2220	805	5 305	
	ИТОГО	0,7964	1000	28115	13000	15115	34 994	12 707	22 288	9 325	9 325	3381,14	22287,82	
												27%	100%	
												Окупаемость инвестиций, лет		1,3

Таблица 7.50 Техничко-экономические показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Договорная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,00	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,97	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,97	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Структура топливного баланса	%											
Дизель	%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Дизель	кг.т/Гкал	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92
Электроэнергия	кг.т/Гкал				144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход условного топлива	тыс. туг.	0,5	0,5	0,5	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Дизель	тыс. туг.	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	тыс. туг.				0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Дизель	кг.т/Гкал	156,6	159,2	159,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3
Переводной коэффициент												
Дизель	туг/тнг	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
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
Расход натурального топлива												
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадку												
Дизель	тыс. руб./т.	66,96	69,64	72,42	75,32	78,33	81,47	84,73	88,11	91,64	95,31	99,12
Электроэнергия	руб./кВт*ч	2,52	2,52	2,62	2,72	2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	3,58
Затраты на топливо	млн руб.	21,45	23,71	24,66	9,90	10,29	10,71	11,13	11,58	12,04	12,52	13,03
Дизель	млн руб.	21,45	23,71	24,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	млн руб.	0,00	0,00	0,00	9,90	10,29	10,71	11,13	11,58	12,04	12,52	13,03
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	7230,4	7643,5	7949,2	3190,8	3318,4	3451,2	3589,2	3732,8	3882,1	4037,4	4198,9

Срок реализации данной инициативы 2-3 года с момента заключения соглашения.

7.13.2 Угольная котельная МУП «МУК»

Основной причиной высокой себестоимости от угольной котельной района Дровяное являются расходы на оплату труда персонала. Так Фонд оплаты труда и социальные отчисления на 2023 год составят 10,1 млн. рублей, что соответствует 37% НВВ котельной и в 2,5 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 17 человек, что объясняется отсутствием какой-либо автоматизации. На угольной котельной в 2008-2011 году были установлены водогрейные котлы типа КВ. Подача топлива в данных котлах осуществляется ручным забросом топлива в топку с периодичностью 1,5-3 часа. Приток воздуха в таких котлах в подавляющем большинстве случаев регулируется ручной заслонкой, выставляемой «на глаз» кочегара. КПД таких котлов в значительной степени колеблется в зависимости от циклов подачи топлива. Условная циклическая зависимость КПД таких котлов представлена на рисунке 7.9.

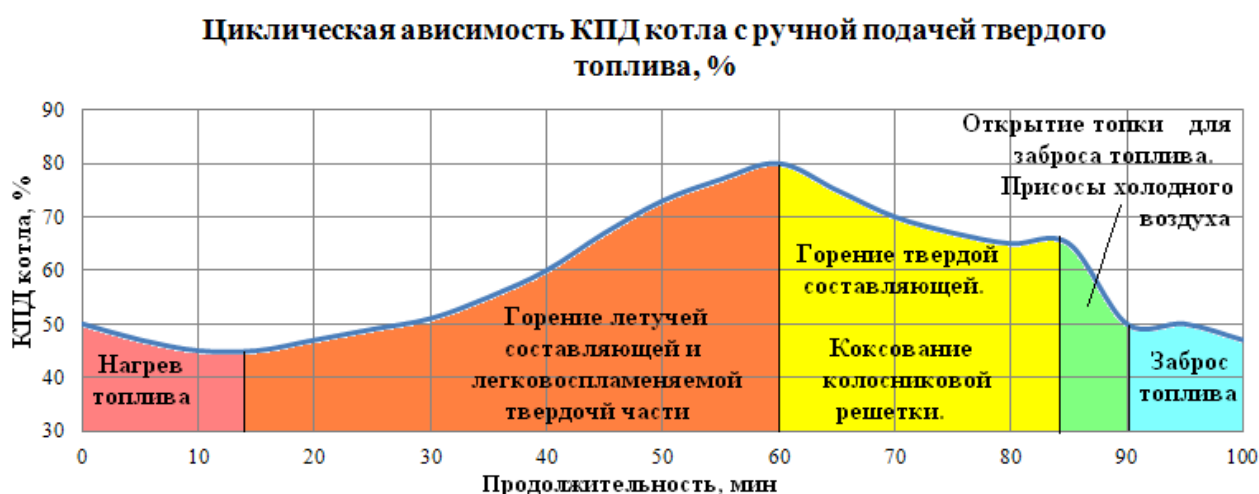


Рисунок 7.9 Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

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

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

Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной

Настоящей актуализацией, учитывая необходимость проведения капитального ремонта здания, в котором располагается основное оборудование, а также, удаленное расположение котельной от потребителей, в рамках сценариев развития схемой теплоснабжения предлагается рассмотреть следующие:

- Сценарий 1: Строительство новой блочно-модульной электрочотельной;
- Сценарий 2а: Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами;
- Сценарий 2б: Строительство новой блочно-модульной котельной для работы на ТБО топливе и/или угле.

По сценарию 1 развития системы теплоснабжения микрорайона Дровяное предполагается выполнить строительство новой блочно-модульной электрочотельной в непосредственной близости к потребителям тепловой энергии. Суммарная установленная мощность нового источника составит 3,13 Гкал/ч. Срок реализации данного мероприятия – 2024-2026 гг.

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

Состав оборудования нового источника на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 7.51.

Таблица 7.51 Существующий и перспективный состав оборудования котельной в районе Дровяное

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

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

Таблица 7.52 Расчет капитальных вложений на строительство новой блочно-модульной электростанции в микрорайоне Дровяное

Мероприятие	Мощность, МВт	Стоимость 1 МВт, руб.	Затраты на ПИР, руб.	Затраты на СМР, руб.	Затраты на ПНР, руб.	Общая стоимость строительства, руб. (без НДС)
Строительство блочно-модульной электростанции	3,63	3801375	2 508 907,50	7 526 722,50	3 763 361,25	13 798 991*

* окончательная стоимость будет определена при выполнении проектных работ

В состав электростанции входит:

- блок котлов;
- блок сетевых насосов;
- блок подпиточных насосов;
- блок автоматического регулирования давления, температуры теплоносителя;
- вводно-распределительный щит напряжением 0,4 кВ.

Основные характеристики блочно-модульной электростанции номинальной мощностью 3,63 МВт представлены в таблице 7.53.

Таблица 7.53 Основные характеристики блочно-модульной электростанции номинальной мощностью 3,63 МВт

№ п/п	Параметры	Значения
1	Назначение	Обеспечение теплоснабжения или горячей водой как промышленных объектов, так и объектов жилой сферы
2	Производитель	Промышленная компания
3	Страна производитель	Россия
4	Номинальная теплопроизводительность	1,0 МВт
5	Коэффициент полезного действия	98,0 %
6	Тип устанавливаемых котлов	Водогрейные котлы
7	Количество устанавливаемых котлов	2 шт.
8	Рабочее давление теплоносителя	0,6 МПа
9	Максимальная температура воды на отопление	95,0 град.
10	Температура воды в систему ГВС	60,0 град.
11	Вес котельной	5,0 т
12	Гарантийный срок	12 (мес.)

Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной электростанции приведены в таблице 7.54.

Таблица 7.54 Техничко-экономические показатели работы новой блочно-модульной электростанции микрорайона Дровяное

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей:	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,34	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электричество	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	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	283,2	276,5	276,5	276,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	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
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,23	1,23	1,23	1,23	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Уголь	тыс. тут.	1,23	1,23	1,23	1,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	тыс. тут.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кгу.т/Гкал	283,0	276,6	276,6	276,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	146,64	146,64	146,64	146,64	146,64	146,64	146,64
Переводной коэффициент												
Уголь	тут/тнт	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Электричество	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
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	2,58	2,53	2,53	2,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	0,00	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадку												
Уголь	тыс. руб./т.	8,17	8,50	8,84	9,19	9,56	9,94	10,34	10,75	11,18	11,63	15,91
Электричество	руб./кВт*ч	2,52	2,52	2,62	2,72	2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	4,71
Затраты на топливо	млн руб.	21,07	21,53	22,39	23,29	14,71	15,30	15,91	16,54	17,21	17,89	24,49
Уголь	млн руб.	21,07	21,53	22,39	23,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	14,71	15,30	15,91	16,54	17,21	17,89	24,49
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4950,6	4937,0	5134,5	5339,8	3372,8	3507,7	3648,0	3793,9	3945,7	4103,5	5616,0

Топливо-энергетические показатели работы угольной котельной и новой электрокотельной приведены в таблице 7.55.

Таблица 7.55 Сравнение топливо-энергетических показателей работы угольной котельной и новой электрокотельной в районе Дровяное

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
			Угольная котельная	Электрокотельная
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,44	4,44
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	0,08	0,08
	то же	%	1,9	1,9
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0
4	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,36	4,36
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
	Уголь	кгу.т/Гкал	447,4	
	Электроэнергия	кгу.т/Гкал		144,0
6	Расход условного топлива			
	Уголь	тыс. тут.	1,99	
	Электроэнергия	тыс. тут.		0,64
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
	Уголь	кгу.т/Гкал	456,0	
	Электроэнергия	кгу.т/Гкал		146,8
8	Переводной коэффициент			
	Уголь	тут/тнт	0,77	
	Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч		123,0
9	Расход натурального топлива			
	Уголь	тыс. т	2,53	
	Электроэнергия	млн. кВт*ч		5,2
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Уголь	тыс. руб./т.	8,17	
	Электроэнергия	руб./кВт*ч		2,52
11	Затраты на топливо			
	Уголь	млн руб.	21,07	
	Электроэнергия	млн руб.		13,1
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Уголь	руб./Гкал	4950,6	
	Электроэнергия	руб./Гкал		3073,0

Таким образом, топливная составляющая новой электрокотельной составит 3073 руб./Гкал (в ценах 2022 года с учетом индексации), что на 37% ниже уровня угольной котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит более 8 млн. рублей.

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

Сценарий 2а: Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами

Сценарий 2а для угольной котельной МУП «МУК» основан на заключении возможного концессионного соглашения между Правительством Мурманской области и потенциальным концессионером на реализацию мероприятия «Перевод жилых зданий в мкр.Дровяное г.Мурманск на электроотопление».

В соответствии с инициативой предлагается выполнить установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Смирнова, и впоследствии, вывести из эксплуатации угольную котельную и тепловые сети от нее. Установка ИТП позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла при транспортировке от котельной.

Реализация проекта предполагается в рамках концессионного соглашения в период 2024-2025 гг.

Расчет капитальных затрат тепловой части приведен в таблице 7.56. Стоимость проектных работ оценивается в 738 – 1033 тыс. рублей.

Таблица 7.56 Расчет капитальных затрат тепловой части

Параметры ИТП			Жилые дома по ул. Смирнова (угольная котельная)	
№ п/п	Мощность ИТП, кВт	Стоимость 1 шт., руб. без НДС	Кол-во, шт.	Кап. затраты, руб. без НДС
1	400-600	4 916 667	3	14 750 000
Итого по группе:			3	14 750 000*

* окончательная стоимость будет определена на стадии выполнении проектных работ

Значение тепловой нагрузки потребителей, а также плановая мощность ИТП в жилых домах по ул. Смирнова приведены в таблице 7.57.

Таблица 7.57 Теплоснабжение от ИТП по ул. Смирнова

Наименование	Единица измерения	ИТП в жилых домах по ул. Смирнова
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,928
Нагрузка на технологию и СН	Гкал/ч	0,019
то же в %	%	2,0%
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000
то же в %	%	0,0%
Расчетная мощность	Гкал/ч	0,947
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/ч	0,142
	%	15,0%
Плановая мощность ИТП	Гкал/ч	1,089

Основные затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП представлены в таблице 7.58. Согласно данной таблице, ежегодный эффект для бюджета при реализации предлагаемых мероприятий составит 11,7 млн. руб.

Технико-экономические показатели работы угольной котельной по сценарию 2 приведены в таблице 7.59.

Таблица 7.58 Расчеты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП

№ п/п	Наименование улицы	Договорная тепловая нагрузка, Гкал\час	Предполагаемая установленная мощность ИТП, кВт	Капитальные затраты, тыс. руб. без НДС			Затраты на теплоснабжение текущие, тыс. руб.			Затраты на теплоснабжение планируемые, тыс. руб.		Ежегодный эффект для потребителя, тыс. руб.	Ежегодный эффект для бюджета, тыс. руб.
				Всего	Тепловая часть	Электрич. часть	Всего	Оплачивается потребителем	Оплачивается бюджетом	Всего	Оплачивается потребителем		
От существующей угольной котельной													
1	ул. Смирнова, 16	0,3133	400	10 863	4 917	5 946	8 380	4431	3 948	3660	3660	771	3 948
2	ул. Смирнова, 20	0,3073	400	10 750	4 917	5 833	8 245	4360	3 885	3602	3602	759	3 885
3	ул. Смирнова, 22	0,3074	400	10 751	4 917	5 834	8 245	4360	3 885	3602	3602	759	3 885
	ИТОГО	0,9280	1200	32 364	14 750	17 614	24 871	13 152	11 719	10 864	10 864	2288	11719
												17%	100%
													Окупаемость инвестиций, лет 2,8

Таблица 7.59 Технико-экономические показатели работы угольной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Договорная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,018	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,34	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электричество	%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Уголь	кгу.т/Гкал	277,78	271,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	кгу.т/Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,2	1,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Уголь	тыс. тут.	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	тыс. тут.	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кгу.т/Гкал	283,0	276,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6
Переводной коэффициент												
Уголь	тут/тнт	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476
Электричество	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
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	2,53	2,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн. кВт*ч	0,00	0,00	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадку												
Уголь	тыс. руб./т.	8,17	8,50	8,84	9,19	9,56	9,94	10,34	10,75	11,18	11,63	15,91
Электричество	руб./кВт*ч	2,52	2,52	2,62	2,72	2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	4,71
Затраты на топливо	млн руб.	20,67	21,50	13,60	14,14	14,71	15,30	15,91	16,54	17,21	17,89	24,49
Уголь	млн руб.	20,67	21,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн руб.	0,00	0,00	13,60	14,14	14,71	15,30	15,91	16,54	17,21	17,89	24,49
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4856,57	4929,19	3118,34	3243,08	3372,80	3507,71	3648,02	3793,94	3945,70	4103,53	5615,96

Сценарий 2б: Строительство новой блочно-модульной котельной, на основе комплекса тепловой серии КТп-500/8 для работы на ТБО топливе и/или угле

Настоящей актуализацией, учитывая необходимость проведения капитального ремонта здания, в котором располагается основное оборудование, а также, удаленное расположение котельной от потребителей, в рамках сценария развития схемой теплоснабжения предлагается рассмотреть следующее мероприятие:

– строительство новой блочно-модульной котельной, на основе комплекса тепловой серии КТп-500/8 для работы на ТБО топливе и/или угле.

Предполагаемое соотношение предусматриваемых к использованию видов топлива (уголь и/или ТБО):

- 50 % выработки тепловой энергии покрываются котлами, работающими на угле;
- 50 % выработки тепловой энергии покрываются котлом, работающим на ТБО.

Суммарная установленная мощность нового источника составит 2,58 Гкал/ч. Срок реализации данного мероприятия – 1-2 года.

Применение комбинированного топлива для подогрева теплоносителя на котельных может быть оправдано, если стоимость топлива на новой котельной в пересчете на 1 Гкал меньше, чем существующая топливная составляющая в тарифе. Состав оборудования котельной в п. Дровяное на рассматриваемую перспективу представлен в таблице ниже.

Таблица 7.60 Существующий и перспективный состав оборудования котельной в п. Дровяное

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ВКВ-300	2011	0,3 Гкал/ч	-	-	-
2	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
3	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
4	КСВр	2008	0,69 Гкал/ч	КВр-0,4КБ (РТ)	2025	0,34 Гкал/ч
5	КВр-0,8КБ	2017	0,52 Гкал/ч	КВм с ТШПМ	2025	0,95 Гкал/ч

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
6	КВс	2011	1,25 Гкал/ч	УТПУ-3М/РВ	2025	1,29 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			3,13			2,58
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,928			0,928

Капитальные затраты на мероприятия по строительству новой блочно-модульной в п. Дровяное приведены в таблице ниже.

Таблица 7.61 Капитальные затраты на мероприятия по строительству новой блочно-модульной котельной в п. Дровяное

№	Наименование	Стоимость в млн.руб. (с НДС 20%)*
1	Монтажные работы и изготовление фундамента	7
2	Оборудование комплекса КТп-550/8	43
3	Итого	50

* окончательная стоимость будет определена на стадии выполнения проектных работ

Топливо-энергетические показатели работы угольной котельной и блочно-модульной котельной в п. Дровяное приведены в таблице 7.62.

Таблица 7.62 Техничко-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной микрорайона Дровяное

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,34	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
ТБО	%	0,0%	0,0%	0,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Уголь	кг.т/Гкал	277,78	271,21	271,21	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
ТБО	кг.т/Гкал	0,00	0,00	0,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,2	1,2	1,2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Уголь	тыс. тут.	1,2	1,2	1,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ТБО	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кг.т/Гкал	283,0	276,2	276,2	178,2	178,2	178,2	178,2	178,2	178,2	178,2	178,2
ТБО	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9
Переводной коэффициент												
Уголь	тут/тнт	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476
ТБО	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	2,53	2,53	2,53	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
ТБО	тут/тнт	0,00	0,00	0,00	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Уголь	тыс. руб./т.	8,17	8,50	8,84	9,19	9,56	9,94	10,34	10,75	11,18	11,63	12,09
ТБО	тыс. руб./т.	3,42	3,88	4,04	4,20	4,36	4,54	4,72	4,91	5,11	5,31	5,52
Затраты на топливо	млн руб.	20,67	21,50	22,36	9,60	9,98	10,38	10,80	11,23	11,68	12,15	12,63
Уголь	млн руб.	20,67	21,50	22,36	7,50	7,80	8,11	8,44	8,77	9,13	9,49	9,87
ТБО	млн руб.	0,00	0,00	0,00	2,10	2,18	2,27	2,36	2,46	2,56	2,66	2,76
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4856,57	4929,19	5126,36	2201,64	2289,71	2381,30	2476,55	2575,61	2678,64	2785,78	2897,21

Топливо-энергетические показатели работы угольной котельной и новой блочно-модульной котельной, работающей на твердо-бытовых отходах и угле приведены в таблице ниже.

Таблица 7.63 Сравнение топливо-энергетических показателей работы угольной котельной и новой блочно-модульной в районе Дровяное

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
			Угольная котельная	Котельная на угле и ТБО
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,44	4,44
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	0,08	0,08
	то же	%	1,9	1,9
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0
4	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,36	4,36
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
	Уголь	кгу.т/Гкал	276,6	175
	ТБО	кгу.т/Гкал		160,0
6	Расход условного топлива			
	Уголь	тыс. тут.	1,23	0,39
	ТБО	тыс. тут.		0,36
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
	Уголь	кгу.т/Гкал	276,6	178,2
	ТБО	кгу.т/Гкал		162,9
8	Переводной коэффициент			
	Уголь	тут/тнт	0,476	0,476
	ТБО	тут/тнт		0,7
9	Расход натурального топлива			
	Уголь	тыс. т	2,53	0,82
	ТБО	тыс. т		0,50
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Уголь	тыс. руб./т.	9,19	9,19
	ТБО	тыс. руб./т.		4,20
11	Затраты на топливо			
	Уголь	млн руб.	23,3	7,50
	ТБО	млн руб.		2,10
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Уголь	руб./Гкал	5339,8	2201,64
	ТБО	руб./Гкал		

Таким образом, топливная составляющая новой котельной составит 2201,64 руб./Гкал (в ценах 2023 года с учетом индексации), что на 58 % ниже уровня угольной котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит более 13 млн. рублей.

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

7.13.3 Котельная «Абрам-Мыс» АО «Мурманэнергосбыт»

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

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

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

Теплоснабжение населения осуществляется через ЦТП, где установлены пароводяные теплообменники. Пар от котельной до ЦТП транспортируется по паропроводу с возвратом конденсата. Баланс тепловой мощности котельной представлен на рисунке 7.10.



Рисунок 7.10 Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс»

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

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

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

Для сценария 1 Схемой теплоснабжения на источнике предусматривается реализация мероприятий АО «МЭС», включающая в себя техническое перевооружение мазутной котельной микрорайона Абрам-Мыс и переоборудование существующей ЦТП в ПНС (подкачивающую насосную станцию).

Срок проведения данного мероприятия – 2023 г.

Срок проведения данного мероприятия – 2023-2024 гг., затраты составят 165,594 млн.руб. Состав мероприятий, предусматриваемый техническим перевооружением котельной, представлен в таблице ниже.

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации	Расходы на реализацию, тыс.руб. (с НДС)		
			Всего	Профин-но к 2022 г.	2023
1.	Техническое перевооружение мазутной котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска	2023	169 265,91	3 671,5	165 594,41
1.1	Замена существующих паровых котлов на водогрейные	2023	-	-	-
1.2	Замена подогревателей сетевой воды на пластинчатые теплообменники	2023	-	-	-
1.3	Замена мазутных емкостей и подогревателей	2023	-	-	-
1.4	Замена насосного оборудования	2023	-	-	-
1.5	Установка системы автоматизации и диспетчеризации	2023	-	-	-

В 2024 году планируется выполнить полную замену ствола металлической дымовой трубы, а также оборудовать объекты топливно-энергетического комплекса котельной мкр.Абрам-Мыс инженерно - техническими средствами охраны.

Таблица 7.64 Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,40
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07
Структура топливного баланса	%											
Мазут	%	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	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9
Расход условного топлива	тыс. туг.											
Мазут	тыс. туг.	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1

Сценарий 2

За основу сценария 2 принят сценарий, предложенный комплексной инвестиционной программой (КИП), в рамках которой настоящей актуализацией предлагается рассмотреть сценарий со строительством электростанции «Абрам-Мыс».

В рамках сценария предполагается осуществить строительство электростанции в микрорайоне 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 протяженностью 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 771,135 млн руб. без НДС. Предполагается финансирование создания электросетевой инфраструктуры полностью за счет бюджетных средств.

Реализация проекта может быть выполнена в течении 2-3 лет полностью за счет бюджетных инвестиций.

Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 7.66. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 7.67.

Таблица 7.65 Требуемые инвестиции в строительство электростанции «Абрам-Мыс», тыс. руб.

Наименование	2025	2026
Создание электросетевой инфраструктуры	720111	0
Котельное отделение	7074	2452
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	11789	2452
Бак запаса воды	0	0
Приборы учета тепла	0	0
ВПУ	1179	0
Электрощитовая с сопутствующей инфраструктурой	3537	1226
Подготовка площадки под строительство	0	0
СМР котельной с дымовой трубой	5895	1226

Наименование	2025	2026
Создание электросетевой инфраструктуры	720111	0
Транспортировка оборудования и материалов	0	0
ПИР и экспертиза проекта	1179	0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2358	0
Первичное заполнение резервуаров и систем	2358	0
Непредвиденные затраты 3%	7074	1226
Всего	762553	8583

Таблица 7.66 Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	КЭВ 2500/6	1981	10 т/ч	-	-	-
2	КЭВ 2500/6	1980	25 т/ч	-	-	-
3	КЭВ 2500/6	1980	10 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
1				КЭВ 2500/10	2027	2,2 Гкал/ч
2				КЭВ 2500/10	2027	2,2 Гкал/ч
3				КЭВ 2500/10	2027	2,2 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,6
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,31			3,31

Таблица 7.67 Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,23	0,23	0,23	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	11,14	11,14	11,14	11,14	11,14	11,14
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%						
Электроэнергия	%						100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал						144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. туг.											
Мазут	тыс. туг.	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	тыс. туг.						1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9
Электроэнергия	кг.т/Гкал						145,5	145,5	145,5	145,5	145,5	145,5
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363						
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч						123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1						
Электроэнергия	млн. кВт*ч						13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Мазут	тыс. руб./т.	22179,4	24175,6	25142,6	26148,3	27194,2	28282,0	29413,3	30589,8	31813,4	33085,9	50934,3
Электроэнергия	руб./кВт*ч	2,5	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	5,3
Затраты на топливо	млн руб.											
Мазут	млн руб.	45,5	49,6	51,6	53,7	55,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.		0,0	0,0	0,0	0,0	38,8	40,3	42,0	43,6	45,4	69,3
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	3188,9	3475,9	3615,0	3759,6	3909,9	3444,5	3582,3	3725,6	3874,6	4029,6	6151,1

7.13.4 Котельная АО «Завод ТО ТБО»

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

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

Для сценарных условий 1 и 2 предусматривается сохранение мазутной подсветки. Перевод котельной на уголь не рассматривается как технологически нереализуемый. Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной, с проведением при необходимости капитального ремонта основного и вспомогательного оборудования.

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной и затраты, представлены в таблицах 7.68 - 7.69.

Таблица 7.68 Состав оборудования котельной АО «Завод ТО ТБО»

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

Таблица 7.69 Технико-экономические показатели работы котельной АО «Завод ТО ТБО»

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
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
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
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	82,43	93,23	113,23	116,23	116,73	117,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	47,63	58,43	78,43	81,43	81,93	82,43	83,43	83,43	83,43	83,43	83,43
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	47,20	58,00	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00
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%
Мазут	%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Твердое топливо (ТБО)	%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2
Расход условного топлива	тыс. туг.	11,0	12,3	14,9	15,3	15,4	15,4	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
Мазут	тыс. туг.	0,381	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Твердое топливо (ТБО)	тыс. туг.	10,57	11,96	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	285,6	232,8	173,4	167,0	166,0	165,0	163,0	163,0	163,0	163,0	163,0
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	228,3	210,5	190,5	188,3	188,0	187,6	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнг	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Твердое топливо (ТБО)	тут/тнг	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	59,05	66,79	81,11	83,26	83,62	83,98	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69

7.13.5 Котельная АО «Мурманский морской торговый порт»

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

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

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

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

Финансирование – собственный бюджет.

Величина затрат – определится по результатам ТЭО.

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

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

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

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и капитальные затраты на мероприятия представлены в таблицах 7.70 — 7.71.

Таблица 7.70 Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт»

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

Таблица 7.71 Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт»

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,41	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,27	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,14	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,28	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	14,86	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Мазут	тыс. туг.	3,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	175,2	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4
Переводной коэффициент												
Мазут	туг/тнт	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	2,191	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38

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

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

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

Для котельной №22 предусматривается сохранение мазутной зависимости.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах 7.72 - 7.73. Мероприятия по данному источнику не предусмотрены, так как отсутствуют данные по выполненным ремонтам и фактическому техническому состоянию оборудования.

Таблица 7.72 Состав оборудования котельной №22

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

Таблица 7.73 Технико-экономические показатели работы котельной №22

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55
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%
Мазут	%	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	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7
Расход условного топлива	тыс. туг.	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Мазут	тыс. туг.	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. м3	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Мазут	тыс. руб./м3	18,0	18,7	19,4	20,2	21,0	21,9	22,7	23,6	24,6	25,6	26,6
Затраты на топливо	млн руб.	61,0	63,4	66,0	68,6	71,3	74,2	77,2	80,2	83,4	86,8	90,3
Мазут	млн руб.	61,0	63,4	66,0	68,6	71,3	74,2	77,2	80,2	83,4	86,8	90,3

7.13.7 Котельная «Фестивальная»

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

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

Перспективный состав оборудования и технико-экономические показатели работы источника приведены в таблицах 7.74 - 7.75.

Таблица 7.74 Затраты на строительство БМК на мазуте, тыс. руб.

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

В 2024 году на источнике предусматривается реализация мероприятия по оборудованию объекта топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны.

Таблица 7.75 Технико-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	10,99	11,0	11,0	11,0	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,45	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
		0,09	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	10,54	10,5	10,5	10,5	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	9,4	9,4	9,4	9,4	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	154,7	154,7	154,7	154,7	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Расход условного топлива	тыс. тут.											
Мазут	тыс. тут.	1,701	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
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
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. м3	1,242	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231

7.13.8 Котельная ТЦ «Росляково – 1»

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

Установленная мощность котельной – 50,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 47,59 Гкал/ч.

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

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

1. Техническое перевооружение котельной в жилом районе Росляково по ул.Заводская с перекладкой тепловых сетей. Начало реализации данного мероприятия предполагается с 2024 года.

В 2024 году на источнике предусматривается реализация мероприятия по оборудованию объекта топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны.

Также на котельной предусматривается выполнение мероприятия по реконструкции питающих кабельных линий – замена силовых кабелей линий электропередачи Ф-3, Ф-4 от ПС-97 до ТП-280, протяженностью 1,3 км каждый.

Таблица 7.76 Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» по сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	20,35	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
		0,0	0,0	1,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1
Структура топливного баланса	%											
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9
Расход условного топлива	тыс. туг.											
Мазут	тыс. туг.	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. м3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3

Мероприятия, предлагаемые для мазутной котельной ТЦ «Росляково-1», по 2 сценарию схемы теплоснабжения (сценарий, предложенный в КИП)

Использование мазута в качестве топлива влечет за собой высокие требования к очистке уходящих газов. Тем не менее, выбросы от существующей котельной содержат большое количество оксидов серы, азота и ванадия. Данные вещества являются причиной образования кислотных дождей, которые наносят существенный вред человеку и объектам окружающей среды.

Дополнительно стоит отметить опасность эксплуатации старых мазутохранилищ, подверженных риску разлива топлива, что, в свою очередь, может стать причиной экологической катастрофы.

С другой стороны, использование мазута в качестве топлива влечет за собой высокую топливную составляющую в расчете тарифа на тепловую энергию.

В рамках актуализации схемы теплоснабжения были рассмотрены сценарии перехода от использования мазута на твердое топливо – уголь.

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

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

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для угольной котельной, приведены в таблице 7.77, технико-экономические показатели приведены в таблице 7.78.

Таблица 7.77 Затраты на строительство котельной ТЦ «Росляково – 1»

Мероприятие	Сценарий КИП	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб. (без НДС)
Котельное отделение	2026	157787
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	2026	168448
Бак запаса воды	2026	2132
Приборы учета тепла	2026	2132
ВПУ	2026	10661
Закрытый расходный склад угля	2025	38381
Подготовка площадки под строительство	2025	12794
СМР котельной с дымовой трубой	2025	147125
Транспортировка оборудования и материалов	2025	4265
ПИР и экспертиза проекта	2025	21323
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2026	10661
Первичное заполнение резервуаров и систем	2026	640
Непредвиденные затраты	2026	108745
Всего	-	684454,9

Таблица 7.78 Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий, предложенный в КИП)

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1
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%
Мазут	%	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%	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	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кг.т/Гкал						178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. туг.											
Мазут	тыс. туг.	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. туг.						15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1						
Уголь	кг.т/Гкал						189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Уголь	тут/тнт						0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. м3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т						19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Мазут	тыс. руб./м3	22179,4	24175,6	25142,6	26148,3	27194,2	28282,0	29413,3	30589,8	31813,4	33085,9	50934,3
Уголь	тыс. руб./т.	4888,1	7562,1	7864,6	8179,2	8506,3	8846,6	9200,5	9568,5	9951,2	10349,3	15932,2
Затраты на топливо	млн руб.											
Мазут	млн руб.	229,4	250,0	260,0	270,4	281,2	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	175,6	182,6	189,9	197,5	205,4	316,2
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2846,9	3103,2	3227,3	3356,4	3490,6	2179,3	2266,4	2357,1	2451,4	2549,4	3924,8

Таблица 7.79 Сравнение топливно-энергетических показателей работы мазутной котельной и новой угольной котельной ТЦ «Росляково-1»

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
			Мазутная котельная	Новой угольной котельной
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	85,6	85,6
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	5,01	5,01
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	10,32	9,60
4	Полезный отпуск источника	тыс. Гкал	71,55	71,55
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
	Мазут	кгу.т/Гкал	164,9	0,0
	Уголь	кгу.т/Гкал		178,6
6	Расход условного топлива			
	Мазут	тыс. тут.	14,1	0,0
	Уголь	тыс. тут.		15,3
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
	Мазут	кгу.т/Гкал	175,1	
	Уголь	кгу.т/Гкал		189,7
8	Переводной коэффициент			
	Мазут	тут/тнт	1,36	
	Уголь	тут/тнт		0,77
9	Расход натурального топлива			
	Мазут	тыс. куб.м	10,3	0,0
	Уголь	тыс. т		19,8
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Мазут	тыс. руб./куб. м.	27194,2	
	Уголь	тыс. руб./т		8846,6
11	Затраты на топливо			
	Мазут	млн руб.	183,81	
	Уголь	млн руб.		62,68
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Мазут	руб./Гкал	3490,6	
	Уголь			2179,3

Таким образом, топливная составляющая новой угольной котельной ТЦ «Росляково-1» составит 2179,3 руб./Гкал (в ценах 2026 года), что на 37,5% ниже уровня мазутной котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит более 19 млн. рублей.

7.13.9 Котельная ТЦ «Росляково Южное»

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

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

1. Проектирование и строительство новой котельной в жилом районе Росляково по ул. Молодежная с перекладкой существующих сетей.

Начало реализации данного мероприятия предполагается с 2024 года. Также на источнике предусматривается реализация мероприятия по оборудованию объекта топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны.

Таблица 7.80 Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,091	0,091	0,091	0,090	0,090	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,331	0,331	0,331	0,319	0,306	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8,423	8,423	8,423	8,423	8,375	8,327	8,327	8,327	8,327	8,327	8,327
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,102	8,102	8,102	8,102	8,054	8,006	8,006	8,006	8,006	8,006	8,006
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,169	1,169	1,169	1,169	1,121	1,073	1,073	1,073	1,073	1,073	1,073
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933
Структура топливного баланса												
Уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кгу.т/Гкал											
Уголь	кгу.т/Гкал	382,5	382,5	382,5	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	т уг.											
Уголь	т уг.	3,222	3,222	3,222	1,504	1,496	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кгу.т/Гкал	397,6	397,6	397,6	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7
Переводной коэффициент												
Уголь	тут/тнг	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	4,406	4,406	4,406	2,057	2,045	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034

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

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

Вариант перевода источника на работу от электроэнергии предложен в рамках КИП.

Сценарий 2 для данной котельной основан на заключении возможного концессионного соглашения между Правительством Мурманской области и потенциальным концессионером на реализацию мероприятия «Модернизация Схемы теплоснабжения мкр.Южное Росляково г.Мурманск».

Концептуальным решением модернизации является перевод системы теплоснабжения микрорайона с угольной теплогенерации на электрогенерацию теплоты.

Предлагается выполнить техническое перевооружение существующей угольной котельной, заменив основное оборудование (оборудование теплогенерации, насосное оборудование, и т.п.) на более современное, технологически прогрессивное, экологически чистое, энергоэффективное оборудование, создав источник теплоты на основе электрогенерации.

Возможен альтернативный (по компоновке) вариант исполнения - размещение на территории существующей котельной (на земельном участке, отведенном под размещение существующей котельной) отдельного производственного модуля (блока) электротеплогенерации.

Техническое решение по переводу (о варианте исполнения) на электрогенерацию – будет принято в составе проектной документации, на основании данных инженерных изысканий (проектного технического обследования).

Предусматривается мощность оборудования теплогенерации, обеспечивающая потребности теплоснабжения и ГВС фактически существующих потребителей. Суммарная установленная мощность нового источника составит 6 МВт.

Состав оборудования – будет принят на стадии проектирования, по техническому решению, согласованному с заказчиком. В качестве возможных, рассматриваются электродкотлы КЭВ-1000\6 (6 штук) производства АО «ЗСТЭМИ-2» (г.Иркутск), или иного производителя, соответствующего проектным техническим решениям.

В рамках данного мероприятия предусматривается выполнить:

- реконструкцию котельной с заменой основного и вспомогательного оборудования;
- строительство отдельной линии электроснабжения ВЛ-6 кВ протяженность 2,2 км от точки присоединения до объекта теплогенерации;
- замена существующих тепловых сетей на трубопроводы из сшитого армированного полиэтилена (РЕХ-а) промышленной теплоизоляцией (ИЗОПРОФЛЕКС-95А).

Срок реализации данного мероприятия – 2024-2030 гг.

Суммарные затраты на модернизацию системы теплоснабжения оцениваются в 339,5 млн. рублей.

Таблица 7.81 Расчет инвестиционной стоимости электродкотельной вместо котельной ТЦ «Росляково Южное»

№п/п	Плановое мероприятие	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб без НДС
1	Техническое перевооружение котельной (перевод на электрогенерацию тепла)	2024-2025	118454,7
2	Замена (ремонт) наружных тепловых сетей	2024-2030	172447,1
3	Обеспечение электроснабжения (технологическое присоединение, строительство объектов электроснабжения для объектов теплогенерации)	2024-2025	48603,52

Показатели работы угольной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 7.82.

Таблица 7.82 Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,96	1,96	1,96	1,96
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Уголь	%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Электрогенерация	%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кгу.т/Гкал	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3
Уголь	кгу.т/Гкал	382,5	382,5	382,5	382,5							
Электрогенерация	кгу.т/Гкал					144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	т ут.											
Уголь	т ут.	3,222	3,2	3,2	3,2							
Электрогенерация	т ут.					1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кгу.т/Гкал	397,6	397,6	397,6	397,6							
Электрогенерация	кгу.т/Гкал					149,7	149,7	149,7	149,7	149,7	149,7	149,7
Переводной коэффициент												
Уголь	тут/тнт	0,731	0,731	0,731	0,731							
Электрогенерация	тут/тыс. кВт*час					123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	4,4	4,4	4,4	4,4							
Электрогенерация	тыс. кВт*час					9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Уголь	тыс. руб./т	4888,07	7562,10	7864,58	8179,17							
Электрогенерация	руб./кВт*час					2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	5,25
Затраты на топливо	млн руб.											
Уголь	млн руб.	21,5	33,3	34,7	36,0							
Электрогенерация	млн руб.					27,9	29,0	30,2	31,4	32,6	33,9	51,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2658,2	4112,4	4276,9	4448,0	3443,3	3581,0	3724,2	3873,2	4028,1	4189,3	6394,8

7.14 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива, на территории муниципального образования город Мурманск не предусмотрена.

7.15 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города

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

На расчетный срок до 2042 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется. Обеспечение тепловой энергией промышленных потребителей, расположенных на территории МО, предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.

7.16 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона №190-ФЗ «О теплоснабжении»: от 27.07.2010 г.: «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».

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, рассчитывается как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{omэ} = \frac{HBB_i^{omэ}}{Q_i}, \text{ руб./Гкал}$$

где: $HBB_i^{omэ}$ - необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал.

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{nep} = \frac{HBB_i^{nep}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}$$

где: HBB_i^{nep} - необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i^c - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{kn} = T_i^{omэ} + T_i^{nep} = \frac{HBB_i^{omэ}}{Q_i} + \frac{HBB_i^{nep}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}$$

Все существующие потребители попадают в радиус эффективного теплоснабжения.

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения, стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, рассчитывается по формуле:

$$T_i^{kn,nn} = \frac{HBB_i^{omэ} + \Delta HBB_i^{omэ}}{Q_i + \Delta Q_i^{nn}} + \frac{HBB_i^{nep} + \Delta HBB_i^{nep}}{Q_i + \Delta Q_i^{chn}}, \text{ руб./Гкал}$$

где: $HBB_i^{omэ}$ - дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -расчетный период регулирования, которая определяется дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника

тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

ΔQ_i^{nn} - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

HBB_i^{nep} - дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя, для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.

ΔQ_i^{cnn} - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{kn,nn}$, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения T_i^{kn} , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{kn,nn}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя T_i^{kn} , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя – целесообразно.

Если при тепловой нагрузке заявителя $Q_{сум.м}^{м.ч} < 0,1$ Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов, то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя, должен определяться в соответствии с формулой:

$$\sum_{t=1}^n = \frac{ПДС_t}{\left(1 + \frac{1}{(1+НД)}\right)^t} \geq K_{mc}, \text{ лет,}$$

где: ПДС – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.;

НД – норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с пунктом 6 Правил установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством РФ к сферам деятельности субъектов естественных монополий в сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075;

K_{mc} - величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС).

Таким образом, для каждого нового подключения необходимо рассчитывать целесообразность, в соответствии с Приложением №40 к Методическим указаниям по

разработке схем теплоснабжения №212 от 05.03.2019 г., утвержденным Приказом Министерства энергетики РФ.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения должны быть рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Исключение составляет система теплоснабжения, образованная на базе котельной «Абрам – Мыс», для которой в качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения рассматривается ЦТП, от которого осуществляется отпуск тепловой энергии в виде горячей воды.

Существующая жилая и социально-административная застройка находится в пределах радиуса теплоснабжения от источников тепловой энергии. Перспективные потребители, планируемые к присоединению в течение расчетного периода, также находятся в границах предельного радиуса теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано как с технической, так и с экономической точек зрения.