

УТВЕРЖДЕНА
Постановлением

от _____ г. № _____



**Схема теплоснабжения
муниципального округа
город Кировск
с подведомственной территорией
Мурманской области
на период до 2034 года
(Актуализация 2022 года)**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ТОМ 2**

Исполнитель:

ООО «СибЭнергоСбережение»

Директор _____ /Стариков М.М./



г. Красноярск – 2022 г.

Оглавление

ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	11
Часть 1. ДАННЫЕ БАЗОВОГО УРОВНЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛА НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	11
Часть 2. ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДЕЙ ФОНДОВ, СГРУПИРОВАННЫЕ ПО РАСЧЕТНЫМ ЭЛЕМЕНТАМ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ И ПО ЗОНАМ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА НА МНОГКВАРТИРНЫЕ ДОМА, ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ЖИЛЫЕ ДОМА, ОБЩЕСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ	14
Часть 3. ПРОГНОЗЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ И ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, СОГЛАСОВАННЫХ С ТРЕБОВАНИЯМИ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	16
Часть 4. ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ПО ВИДАМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ В КАЖДОМ РАСЧЕТНОМ ЭЛЕМЕНТЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ И В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИЛИ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ	20
Часть 5. ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ПО ВИДАМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ В РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ И В ЗОНАХ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ.....	22
Часть 6. ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ОБЪЕКТАМИ, РАСПОЛОЖЕННЫМИ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ, ПРИ УСЛОВИИ ВОЗМОЖНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОН И ИХ ПЕРЕПРОФИЛИРОВАНИЯ И ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ОБЪЕКТАМИ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ПО ВИДАМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ И ПО ВОДАМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (ГОРЯЧАЯ ВОДА И ПАР) В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИЛИ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ	22
Часть 7. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	22
Часть 8. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	23
Часть 9. АКТУАЛИЗИРОВАННЫЙ ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ЗАСТРОЙКИ ОТНОСИТЕЛЬНО УКАЗАННОГО В УТВЕРЖДЕННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРОГНОЗА ПЕРСПЕКТИВНОЙ ЗАСТРОЙКИ.....	23
Часть 10. РАСЧЕТНАЯ ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА НА КОЛЛЕКТОРАХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	23
Часть 11. ФАКТИЧЕСКИЕ РАСХОДЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ОТОПИТЕЛЬНЫЙ И ЛЕТНИЙ ПЕРИОДЫ	24

ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....	24
ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	25
Часть 1. БАЛАНСЫ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НА БАЗОВЫЙ ПЕРИОД СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ) ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОМ ИЗ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РЕЗЕРВОВ (ДЕФИЦИТОВ) СУЩЕСТВУЮЩЕЙ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ НА ОСНОВании ВЕЛИЧИН РАСЧЕТНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	25
Часть 2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ КАЖДОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ВЫВОДА С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ (НЕВОЗМОЖНОСТИ) ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИЕЙ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПРИСОЕДИНЕННЫХ К ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ОТ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	28
Часть 3. ВЫВОДЫ О РЕЗЕРВАХ (ДЕФИЦИТАХ) СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	37
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....	38
Часть 1. ОПИСАНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ (В СЛУЧАЕ ИХ ИЗМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО РАНЕЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В УТВЕРЖДЕННОЙ В УСТАНОВЛЕННОМ ПОРЯДКЕ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ)	38
Часть 2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	39
Часть 3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРИОРИТЕТНОГО ВАРИАНТА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	39
Часть 4. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В МАСТЕР-ПЛАНЕ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	40
ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....	40
Часть 1. РАСЧЕТНАЯ ВЕЛИЧИНА НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ (В ЦЕНОВЫХ ЗОНАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ - РАСЧЕТНАЯ ВЕЛИЧИНА ПЛАНОВЫХ ПОТЕРЬ, ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ С МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ) ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	41
Часть 2. МАКСИМАЛЬНЫЙ И СРЕДНЕЧАСОВОЙ РАСХОД ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (РАСХОД СЕТЕВОЙ ВОДЫ) НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, РАССЧИТЫВАЕМЫЙ С УЧЕТОМ	

ПРОГНОЗНЫХ СРОКОВ ПЕРЕВОДА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), НА ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.....	41
Часть 3. СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ.....	42
Часть 4. НОРМАТИВНЫЙ И ФАКТИЧЕСКИЙ (ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И АВАРИЙНОГО РЕЖИМОВ) ЧАСОВОЙ РАСХОД ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	42
Часть 5. СУЩЕСТВУЮЩИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫЙ БАЛАНС ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	45
Часть 6. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСАХ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ, ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	47
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	47
Часть 1. ОПИСАНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ	47
Часть 2. ОПИСАНИЕ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ, СВЯЗАННОЙ С РАНЕЕ ПРИНЯТЫМИ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РЕШЕНИЯМИ ОБ ОТНЕСЕНИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ К ГЕНЕРИРУЮЩИМ ОБЪЕКТАМ, МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	47
Часть 3. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СЛУЧАЕВ ОТНЕСЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПРИ ОТНЕСЕНИИ ТАКОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В СООТВЕТСТВУЮЩЕМ ГОДУ ДОЛГОСРОЧНОГО КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) НА СООТВЕТСТВУЮЩИЙ ПЕРИОД), В СООТВЕТСТВИИ С МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	48
Часть 4. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	48
Часть 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	48
Часть 6. 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	49
Часть 7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	50
Часть 8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОДА В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ ПО ОТНОШЕНИЮ К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИМ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	50
Часть 9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАСШИРЕНИЮ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	50
Часть 10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И (ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	52
Часть 11. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ ЗАСТРОЙКИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ МАЛОЭТАЖНЫМИ ЖИЛЫМИ ЗДАНИЯМИ.....	52
Часть 12. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ.....	52
Часть 13. АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВОДА НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА	54
Часть 14. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ.....	55
Часть 15. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ...	55
Часть 16. ПОКРЫТИЕ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ, НЕ ОБЕСПЕЧЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТЬЮ	59
Часть 17. МАКСИМАЛЬНАЯ ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ПРИРОСТА ТЕПЛООВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ НА КОЛЛЕКТОРАХ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	59
Часть 18. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕЖИМОВ ЗАГРУЗКИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКЕ.....	59
Часть 19. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ТОПЛИВЕ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВИДАМ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ТОПЛИВА	59
Часть 20. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ	

АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ, РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ И ПРОШЕДШИХ ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	59
ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	59
Часть 1. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ, СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ИЗ ЗОН С ДЕФИЦИТОМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ В ЗОНЫ С ИЗБЫТКОМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ (ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕЗЕРВОВ).....	59
Часть 2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОД ЖИЛИЩНУЮ, КОМПЛЕКСНУЮ ИЛИ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ЗАСТРОЙКУ ВО ВНОВЬ ОСВАИВАЕМЫХ РАЙОНАХ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	60
Часть 3. СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ УСЛОВИЯ, ПРИ НАЛИЧИИ КОТОРЫХ СУЩЕСТВУЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОСТАВОК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ СОХРАНЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	60
Часть 4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗА СЧЕТ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОЙ В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ИЛИ ЛИКВИДАЦИИ КОТЕЛЬНОЙ	60
Часть 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	61
Часть 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ДИАМЕТРА ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	62
Часть 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЗАМЕНЕ В СВЯЗИ С ИСЧЕРПАНИЕМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА.....	62
Часть 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ	62
Часть 9. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	63
ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	63
Часть 1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ТИПАМ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (ИЛИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ АБОНЕНСКИХ ВВОДОВ) К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ПЕРЕВОД ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ОТКРЫТОЙ	

СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), НА ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	63
Часть 2. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	64
Часть 3. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ПЕРЕХОДЕ ОТ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) К ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	64
Часть 4. РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ ДЛЯ ПЕРЕХОДА ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	69
Часть 5. ОЦЕНКА ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) И ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	69
Часть 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ	70
Часть 7. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТАКИХ СИСТЕМ НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	70
Часть 8. ОПИСАНИЕ АКТУАЛЬНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПЕРЕОБОРУДОВАННЫХ ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ.....	71
ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	71
Часть 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЫХ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО И ЛЕТНЕГО ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	71
Часть 3. ВИД ТОПЛИВА ПОТРЕБЛЯЕМЫЙ ИСТОЧНИКОМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА.	74
Часть 4. ВИД ТОПЛИВА (В СЛУЧАЕ, ЕСЛИ ТОПЛИВОМ ЯВЛЯЕТСЯ УГОЛЬ, - ВИД ИСКОПАЕМОГО УГЛЯ В СООТВЕТСТВИИ С МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫМ СТАНДАРТОМ ГОСТ 25543-2013 "УГЛИ БУРЫЕ, КАМЕННЫЕ И АНТРАЦИТЫ. КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ГЕНЕТИЧЕСКИМ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ"), ИХ ДОЛИ И ЗНАЧЕНИЯ НИЗШЕЙ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	74
Часть 5. ПРЕОБЛАДАЮЩИЙ В ПОСЕЛЕНИИ, ГОРОДСКОМ ОКРУГЕ ВИД ТОПЛИВА, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ ПО СОВОКУПНОСТИ ВСЕХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИХСЯ В СООТВЕТСТВУЮЩЕМ ПОСЕЛЕНИИ, ГОРОДСКОМ ОКРУГЕ.....	75
Часть 6. ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.	75

Часть 7. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТОПЛИВНЫХ БАЛАНСАХ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОСТРОЕННЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	75
ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	75
Часть 1. МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ОТКАЗАМ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫМ СИТУАЦИЯМ), СРЕДНЕЙ ЧАСТОТЫ ОТКАЗОВ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	75
Часть 2. МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЯМ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, НА КОТОРЫХ ПРОИЗОШЛИ АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ), СРЕДНЕГО ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	77
Часть 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА (АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ) И БЕЗОТКАЗНОЙ (БЕЗАВАРИЙНОЙ) РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО ОТНОШЕНИЮ К ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ПРИСОЕДИНЕННЫМ К МАГИСТРАЛЬНЫМ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТЕПЛОПРОВОДАМ	77
Часть 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГОТОВНОСТИ ТЕПЛОПРОВОДОВ К НЕСЕНИЮ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	80
Часть 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ НЕДООТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИЧИНЕ ОТКАЗОВ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) И ПРОСТОЕВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	123
Часть 6. ПРИМЕНЕНИЕ НА ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ РАЦИОНАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ СИСТЕМ С ДУБЛИРОВАННЫМИ СВЯЗЯМИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ НОРМАТИВНУЮ ГОТОВНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	123
Часть 7. УСТАНОВКА РЕЗЕРВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	123
Часть 8. ОРГАНИЗАЦИЯ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ НЕСКОЛЬКИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЕДИНУЮ ТЕПЛОВУЮ СЕТЬ	123
Часть 9. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ СМЕЖНЫХ РАЙОНОВ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ.....	123
Часть 10. УСТРОЙСТВО РЕЗЕРВНЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ.....	124
Часть 11. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОКАЗАТЕЛЯХ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	124
ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	124
Часть 1. ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	124
Часть 2. ОБОСНОВАННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	130
Часть 3. РАСЧЕТЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ.....	131

Часть 4. РАСЧЕТЫ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	131
Часть 5. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ОБОСНОВАНИИ ИНВЕСТИЦИЙ (ОЦЕНКЕ ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ, ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ) В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ФАКТИЧЕСКИ ОСУЩЕСТВЛЕННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИХ ФАКТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.....	131
ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....	132
Часть 1. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ (ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ) В ОЦЕНКЕ ЗНАЧЕНИЙ ИНДИКАТОРОВ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ С УЧЕТОМ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	133
ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	133
Часть 1. ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫЕ РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПО КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	133
Часть 2. ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫЕ РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПО КАЖДОЙ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	134
Часть 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ РАЗРАБОТАННЫХ ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫХ МОДЕЛЕЙ	134
Часть 4. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ (ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ) В ОЦЕНКЕ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	137
ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	137
Часть 1. РЕЕСТР СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ГРАНИЦАХ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	137
Часть 2. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	137
Часть 3. ОСНОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ КРИТЕРИИ, В СООТВЕТСТВИИ С КОТОРЫМИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ОПРЕДЕЛЕНА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ.....	138
Часть 4. ЗАЯВКИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ПОДАННЫЕ В РАМКАХ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПРИ ИХ НАЛИЧИИ), НА ПРИСВОЕНИЕ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	139
Часть 5. ОПИСАНИЕ ГРАНИЦ ЗОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)	139
Часть 6. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ЗОНАХ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ПРОИЗОШЕДШИХ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, И АКТУАЛИЗИРОВАННЫЕ СВЕДЕНИЯ В РЕЕСТРЕ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И	

РЕЕСТРЕ ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ (В СЛУЧАЕ НЕОБХОДИМОСТИ) С ОПИСАНИЕМ ОСНОВАНИЙ ДЛЯ ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ.....	139
ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	140
Часть 1. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	140
Часть 2. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	142
Часть 3. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕХОД ОТ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	145
ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	145
ГЛАВА 18. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	145

ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Часть 1. ДАННЫЕ БАЗОВОГО УРОВНЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛА НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Объем потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения представлен в таблицах ниже.

Таблица 2.1.1 - Объем потребления тепловой энергии Апатитской ТЭЦ

№	Наименование	Ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2034
1	Отпуск с коллекторов АТЭЦ на г. Кировск и мрн. Кукисвумчорр	Гкал	480 861,00	522 756,00	555 707,48	554 913,77	554 768,83	553 188,99	548 123,68
2	Хоз. нужды ПАО "ТГК-1"	Гкал	2 017,00	2 126,00	2331	2331	2331	2331	2 331,0
3	Полезный отпуск в сеть , в т.ч.	Гкал	478 844,00	520 630,00	553 376,48	552 582,77	552 437,83	550 857,99	545 792,68
3.1	потребление АО "Апатит"	Гкал	0,00	72 970,00	72 790,00	72 970,00	72 970,00	72 970	72 790,00
4	Потери на сетях АО «ХТК»	Гкал	69 651,00	75 723,00	113 703,48	112 909,77	112 764,83	111 184,99	106 119,68
4.1	Нормативные потери на сетях АО «ХТК» (справочно)	Гкал	112 767,51	116 022,7	113 703,48	112 909,77	112 764,83	111 184,99	106 119,68
4.2	Нормативные потери теплоносителя на сетях АО «ХТК» (справочно)	м³	391 624,79	406 821,29	422 938,48	423 119,33	422 775,82	420 526,16	420 204,68
5	Потери на сетях АО «Апатит» нормативные	Гкал	0,00	0,00	0	0	0	0	0
6	Нереализованная тепловая энергия	Гкал	39 432,00	0,00	0	0	0	0	0
7	Отпуск потребителям на г. Кировск и мрн. Кукисвумчорр	Гкал	369 761,0	371 937,0	366 883,0	366 703,0	366 703,0	366 703,0	366 883,0
7.1	население	Гкал	211 532,57	212 777,42	209 886,13	209 783,15	209 783,15	209 783,15	209 886,13
7.2	бюджет	Гкал	38 784,52	39 012,76	38 482,65	38 463,77	38 463,77	38 463,77	38 482,65
7.3	прочие	Гкал	25317,317	25 466,31	25 120,26	25 107,94	25 107,94	25 107,94	25 120,26
7.4	производства	Гкал	94 126,63	94 680,55	93 394,00	93 348,18	93 348,18	93 348,18	93 394,00

Таблица 2.1.2 - Объем потребления тепловой энергии АНОФ-3

№	Наименование	Ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2034
1	Выработка ТЭ	Гкал	474974	472136	472136	472136	472136	472136
2	Отпуск ТЭ в сеть	Гкал	395940	395310	395310	395310	395310	395310
3	Потери в сетях всего, в том числе:	Гкал	21840	21147	21147	21147	21147	21147
3.1.	нормативные потери на сетях в сторону н.п. Титан (всего), из них:	Гкал	19 321,58	14 751,87	13 948,25	13 948,25	13 948,25	13 948,25
3.1.1.	потери, реализуемые сетевой компанией АО "Хибинская тепловая компания" (компенсация потерь)	Гкал	7705	7477	7477	7477	7477	7477
3.3.	Нормативные потери теплоносителя на сетях нп Титан	м³	38 958,62	45 444,41	43 418,98	43 418,98	43 418,98	43 418,98
4	Полезный отпуск потребителям	Гкал	374100	374163	374163	374163	374163	374163
4.1.	население	Гкал	10807	12035	12035	12035	12035	12035
4.2.	бюджет	Гкал	1441	1232	1232	1232	1232	1232
4.3.	Производственные объекты КФ АО «Апатит»	Гкал	355235	355055	355055	355055	355055	355055
4.3.1	в том числе через сети АО «ХТК»	Гкал	14637	13 402	13 402	13 402	13 402	13 402
4.4.	прочие	Гкал	6617	5841	5841	5841	5841	5841
5	Передача тепловой энергии через сети н.п. Титан (АО «ХТК»)	Гкал	33 502	32 510	32 510	32 510	32 510	32 510

Таблица 2.1.2 - Объем потребления тепловой энергии БМЭК н.п. Коашва

№	Наименование	Ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2034
1	Выработка ТЭ	Гкал	22976,4	20886,1	20886,1	20886,1	20886,1	20886,1
2	Отпуск ТЭ в сеть	Гкал	22976,4	20886,1	20886,1	20886,1	20886,1	20886,1
3	Потери в сетях	Гкал	3416	2398,6	2398,6	2398,6	2398,6	2398,6
4	Полезный отпуск потребителям	Гкал	19560,2	18487,5	18487,5	18487,5	18487,5	18487,5

№	Наименование	Ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2034
4.1.	население	Гкал	17108,200	15909,9	15909,9	15909,9	15909,9	15909,9
4.2.	бюджет	Гкал	2003,100	2159	2159	2159	2159	2159
4.3.	производство	Гкал	0	0	0	0	0	0
4.4.	прочие	Гкал	448,900	418,6	418,6	418,6	418,6	418,6

Часть 2. ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДЕЙ ФОНДОВ, СГРУПИРОВАННЫЕ ПО РАСЧЕТНЫМ ЭЛЕМЕНТАМ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ И ПО ЗОНАМ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА НА МНОГКВАРТИРНЫЕ ДОМА, ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ЖИЛЫЕ ДОМА, ОБЩЕСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ

Таблица 2.2.1.1 - Реестр объектов капитального строительства г. Кировск с подведомственной территорией

№ п/п	Наименование объекта строительства	Кадастровый номер участка	Срок действия/дата продления разрешения
1	Индивидуальный жилой дом, г. Кировск, н.п. Титан, ИЖС № 21	51:17:0020103:347	06.08.2023
2	Индивидуальный жилой дом, г. Кировск, н.п. Титан, ИЖС № 22	51:17:0020103:345	25.03.2023
3	Индивидуальный жилой дом, г. Кировск, н.п. Титан, ИЖС № 15,	51:17:0020103:342	06.06.2024
4	Индивидуальный жилой дом, г. Кировск, н.п. Титан, ИЖС № 18,	51:17:0020103:344	06.06.2024
5	Индивидуальный жилой дом, г. Кировск, н.п. Титан, ИЖС № 18,	51:17:0020103:343	19.06.2024
6	Реконструкция здания, Гостиница для горнолыжников.	51:16:0040129:297	02.02.2022 не продлевалось
7	Мини-отель	51:16:0010101:59	30.08.2022 (не продлевалось)
8	Ремонтно-производственная база ООО "Техносервис горных машин и оборудования" в районе АНОФ-3 г. Кировска	51:17:0040129:20	03.06.2017 (не продлевалось)
9	Гостиничный комплекс	51:16:0010101:329	05.10.2018 (не продлевалось)
10	Реконструкция здания. Двухсекционный многоквартирный двухэтажный жилой дом.	51:16:0040121:60	09.03.2019/ 03.03.2023
11	Строительство железнодорожной инфраструктуры станции Айкувен АНОФ-3 АО "Апатит"	51:17:0040124:2, 51:17:0040129:39, 51:17:0000000:87, 51:17:0040131:81, 51:17:0040131:61	30.12.2020
12	Общежитие гостиничного типа	51:16:0040120:28	13.02.2019 / 12.10.2019
13	Реконструкция мостов и путепроводов в Кировском и Апатитском районах Мурманской области. Мост через реку Белая на автодороге к базисному складу ВМ	51:17:0000000:5	13.12.2018/ 21.03.2019

№ п/п	Наименование объекта строительства	Кадастровый номер участка	Срок действия/дата продления разрешения
14	Административно-спортивный комплекс специализированной детско-юношеской школы олимпийского резерва по горнолыжному спорту в г. Кировске	51:17:0040126:129	27.06.2021
15	Гостиничный комплекс коттеджного типа на земельном участке с кадастровым номером 51:16:0020101:32 по адресу: г. Кировск Мурманская обл., район ул. Ботанический сад	51:16:0020101:32	26.01.2021 (не продлевалось)
16	Гостиничный комплекс коттеджного типа на земельном участке с кадастровым номером 51:16:0020101:33 по адресу: г. Кировск Мурманская обл., район ул. Ботанический сад	51:16:0020101:33	26.01.2021 (не продлевалось)
17	Реконструкция судейского комплекса (финишный дом) по адресу Мурманская область, муниципальное образование город Кировск с подведомственной территорией ул.Кирова здание 18 а		10.02.2021 (не продлевалось)
18	СПА комплекс в пристраиваемой части гостиницы «Северная» по адресу г.Кировск пр.Ленина 11		11.10.2021
19	Станция УФ – обеззараживания очищенных сточных вод на КОС №2 АО «Апатитыводоканал»		10.10.2021
20	Гостиничный комплекс коттеджного типа		11.04.2020/ 11.04.2021
21	Горнолыжный подъемник специализированной ДЮСШ олимпийского резерва по горнолыжному спорту в, Кировск		09.10.2020/ 09.10.2021
22	Складские помещения		27.09.2020/ 27.12.2021
23	Комплекс по приготовлению цементосодержащей продукции на промышленной площадке ООО «Центр строительных материалов»		21.05.2021/31.12.2022

Способ теплоснабжения объектов определяется на этапе проектирования. Технические условия на подключение к централизованной системе теплоснабжения перспективным объектам не выдавались.

На ближайшую перспективу планируется строительство Аквапарка и гостиничного комплекса в районе ул. Олимпийской. Для подключения предполагается строительство новой тепловой сети Ду 325 мм от 3-ТК-24 преимущественно в пределах существующей тепловой сети до 3-ТК-33 с переподключением потребителей тепловой энергии к данной сети.

Генеральным планом предусмотрено строительство коттеджного поселка в н.п. Титан. Из 35 запланированных объектов индивидуального жилищного строительства на начало 2021 г. предоставлено под строительство – 28 (из них многодетным семьям – 9) (свободных участков – 7), из них получено разрешений на строительство – 8 (из них введено в эксплуатацию и зарегистрировано – 3 объекта ИЖС, зарегистрировано объектов незавершенного строительства ИЖС – 2).

В зоне действия системы теплоснабжения от БМЭК приростов не планируется.

Часть 3. ПРОГНОЗЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ И ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, СОГЛАСОВАННЫХ С ТРЕБОВАНИЯМИ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Для новых жилых и общественных зданий высотой до 75 м включительно (25 этажей) предусматривается следующее снижение по годам нормируемого удельного энергопотребления на цели отопления и вентиляции по классу энергоэффективности В ("высокий") по отношению к базовому уровню:

Для вновь возводимых зданий:

на 15% с 2011 г. согласно таблице 2.3.1 и 2.3.2;

на 30% с 2016 г. согласно таблице 2.3.3 и 2.3.4;

на 40% с 2020 г. согласно таблице 2.3.5 и 2.3.6.

Для реконструируемых зданий и жилья экономического класса:

- на 15% с 2016 г.;

- на 30% с 2020 г.

Устанавливается снижение удельного потребления горячей воды жилых зданий по отношению к среднему фактическому потреблению:

- с 2011 года - 130 л/сут.; - с 2016 года - 110 л/сут.; - с 2020 года - 85 л/сут.

По данным РСО в 2021 г. наблюдается увеличение потребления ГВС на 0,04 %.

Таблица 2.3.1 - Нормируемый с 2011 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: многоквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового промышленного изготовления, кДж/(м². °С. сутки)

Отапливаемая площадь домов, м ²	С числом этажей			
	1	2	3	4
60 и менее	119	-	-	-
100	106	115	-	-
150	93.5	102	110.5	-
250	85	89	93.5	98
400	-	76.5	81	85

600	-	68	72	76.5
1000 и более	-	59.5	64	68

Таблица 2.3.2 - Нормируемый с 2011 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, кДж/(м². °С. сутки) или [кДж/(м³. °С. сутки)]

№	Тип зданий и помещений	Этажность зданий					
		1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
1	Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 2.4	72 [26,5] для 4-этажных одноквартирных и блокированных домов – по таблице №3	68 [24,5]	65 [23,5]	61 [22]	59,5 [21,5]
2	Общественные, кроме перечисленных в позиции 3,4 и 5 настоящей таблицы	[37,5], [32,5], [30,5] соответственно нарастанию этажности	[27]	[26,5]	[25]	[24]	-
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[29], [28], [27] соответственно нарастанию этажности	[26,5]	[26,5]	[24,5]	[24]	-
4	Дошкольные учреждения	[38]	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания	[19,5], [18,5], [18] соответственно нарастанию этажности	[17]	[17]	-	-	-
6	Административного назначения (офисы)	[30,5], [29], [28] соответственно нарастанию этажности	[23]	[20,5]	[18,5]	17]	[17]

Примечание: для регионов, имеющих значение $D_d = 8000$ °С и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%.

Таблица 2.3.3 - Нормируемый с 2016 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: одноквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового промышленного изготовления, , кДж/(м². °С. сутки)

Отапливаемая площадь домов, м²	С числом этажей			
	1	2	3	4
60 и менее	98	-	-	-
100	87,5	94,5	-	-
150	77	84	91	-

250	70	73,5	77	80,5
400	-	63	73,5	70
600	-	56	59,5	63
1000 и более	-	49	52,5	56

Таблица 2.3.4 - Нормируемый с 2016 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, кДж/(м². °С. сутки) или [кДж/(м³. °С.сутки)]

№ п.п.	Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
		1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
1	Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 2.6	59,5 [21,5] для 4-этажных многоквартирных и блокированных домов – по таблице №5	56 [20,5]	53 [19,5]	50,5 [18]	49 [17,5]
2	Общественные, кроме перечисленных в позиции 3,4 и 5 настоящей таблицы	[29,5], [26,5], [25] соответственно нарастанию этажности	[22,5]	[21,5]	[20,5]	[19,5]	-
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[24], [23], [22,5] соответственно нарастанию этажности	[21,5]	[21]	[20,5]	[19,5]	-
4	Дошкольные учреждения	[31,5]	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания	[16], [15,5], [14,5] соответственно нарастанию этажности	[14]	[14]	-	-	-
6	Административного назначения (офисы)	[19], [24], [23] соответственно нарастанию этажности	[19]	[17]	[15,5]	[14]	[14]

Примечание: для регионов, имеющих значение $D_d = 8000$ °С и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%.

Таблица 2.3.5 - Нормируемый с 2020 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: многоквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового промышленного изготовления, , кДж/(м². °С. сутки)

Отапливаемая площадь домов, м2	С числом этажей			
	1	2	3	4
60 и менее	84	-	-	-
100	75	81	-	-

150	66	72	78	-
250	60	63	66	69
400	-	54	57	60
600	-	48	51	54
1000 и более	-	42	45	48

Таблица 2.3.6 - Нормируемый с 2020 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий кДж/(м². °С. сутки) или [кДж/(м³. °С.сутки)]

№ п.п.	Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
		1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
1	Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 2.8	51 [18,5] для 4-этажных многоквартирных и блокированных домов – по таблице №7	48 [17,5]	45,5 [16,5]	43 [15,5]	42 [15]
2	Общественные, кроме перечисленных в позиции 3,4 и 5 настоящей таблицы	[25], [23], [21,5] соответственно нарастанию этажности	[19]	[18,5]	[17,5]	[17]	-
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[20,5], [20], [19] соответственно нарастанию	[18,5]	[18]	[17,5]	[17]	-
4	Дошкольные учреждения	[27]	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания	[14], [13], [12,5] соответственно нарастанию	[12]	[12]	-	-	-
6	Административного назначения (офисы)	[21,5], [20,5], [20] соответственно нарастанию этажности	[16]	[14,5]	[13]	[12]	[12]

Примечание: для регионов, имеющих значение $D_d = 8000$ °С и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%.

Часть 4. ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ПО ВИДАМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ В КАЖДОМ РАСЧЕТНОМ ЭЛЕМЕНТЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ И В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИЛИ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ

Таблица 2.4.2 - Расчетный прирост тепловой нагрузки

Источник тепловой энергии	Наименование объекта	Тип потребителя	Расчетные прирост тепловой нагрузки, Гкал/час				Год ввода в эксплуатацию
			Отопление	Вентиляция	ГВС	Пар	
ПАО "ТГК-1" филиал "Кольский"							
Апатитская ТЭЦ на г. Кировск и мкрн. Кукисвумчорр	Реконструкция здания. Гостиница для горнолыжников»	Прочие	0,25	0,00	0,2100	0,00	2024
	ФКУ «Налог- Сервис»	Бюджет	0,02	0,00	0,00	0,00	2024
	Реконструкция здания. Двухсекционный МКД	Население	0,07	0,00	0,00	0,00	2024
	СВС-1,2, ВС-1	производство		50,1			2022
	Аквапарк и гостиничный комплекс	Прочие	н/д	н/д	н/д	н/д	2024
	ООО "Большевик"	Прочие	0,6	0,00	0,00	0,00	2024
Итого:			0,9400	0,00	0,2100	0,00	
КФ АО "Апатит"							
Котельная АНОФ-3	-	-	Прирост не планируется				-
Итого:			0,00	0,00	0,00	0,00	
МУП «Хибины»							
БМЭК	-	-	Прирост не планируется				-
Итого:			0,00	0,00	0,00	0,00	
Итого по МО:			0,3400	0,00	0,2100	0,00	

Таблица 2.4.2.1 - Прирост тепловой нагрузки по этапам

Источник тепловой энергии	Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2034	Всего	
									2022-2034	прирост теплоносителя т/ч
Апатитская ТЭЦ на г. Кировск и мкрн. Кукисвумчорр	Отопление	98,2033	98,2033	98,2033	99,1433	99,1433	99,1433	99,1433	0,3400	0,00
	ГВС	13,8505	13,8505	13,8505	14,0605	14,0605	14,0605	14,0605	0,2100	0,00
	Вентиляция	10,5230	60,6230	60,6230	60,6230	60,6230	60,6230	60,6230	0,00	0,00
	Потери	23,9239	23,9239	23,9239	23,9239	23,9239	23,9239	23,9239	0,00	0,00
	Итого	146,5007	196,6007	196,6007	197,7507	197,7507	197,7507	197,7507	0,5500	350,0
Котельная АНОФ-3	Отопление	29,8514	29,8514	29,8514	29,8514	29,8514	29,8514	29,8514	0,00	0,00
	ГВС	6,8983	6,8983	6,8983	6,8983	6,8983	6,8983	6,8983	0,00	0,00
	Вентиляция	20,3773	20,3773	20,3773	20,3773	20,3773	20,3773	20,3773	0,00	0,00
	Пар	19,8000	19,8000	19,8000	19,8000	19,8000	19,8000	19,8000	0,00	0,00
	Итого	76,9270	76,9270	76,9270	76,9270	76,9270	76,9270	76,9270	0,00	0,00
БМЭК	Отопление	5,2970	5,2970	5,2970	5,2970	5,2970	5,2970	5,2970	0,00	0,00
	ГВС	0,5400	0,5400	0,5400	0,5400	0,5400	0,5400	0,5400	0,00	0,00
	Вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Пар	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Итого	5,8370	5,8370	5,8370	5,8370	5,8370	5,8370	5,8370	0,00	0,00
Всего по МО:		279,3647	279,3647	279,9147	279,9147	279,9147	279,9147	279,9147	0,5500	0,00

Часть 5. ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ПО ВИДАМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ В РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ И В ЗОНАХ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ

Отдельные зоны индивидуального теплоснабжения в границах г. Кировска с подведомственной территорией не предусмотрены. Однако в зоне действия котельной АНОФ -3 планируется строительство коттеджного поселка с индивидуальными источниками тепловой энергии, отопительную нагрузку на который можно рассчитать по СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Так для домов в 2 этажа, при расчетной температуре наружного воздуха -30°C , укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 кв.м составляет 100 Вт. Таким образом, отопительная нагрузка для коттеджа площадью 173 кв.м составляет 17300 Вт или 0,014878 Гкал/ч, для поселка из 35 домов отопительная нагрузка составит 0,521 Гкал/ч.

Определив норму расхода горячей воды потребителями по СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий» (105 литров на человека в сутки), по СП 134.13330.2012

«Тепловые сети» можно определить укрупненный показатель среднего теплового потока на горячее водоснабжение. В рассматриваемом случае он составит 305 Вт/чел. Для поселка из 35 домов на 4 человека каждый средняя нагрузка на ГВС составит 42700 Вт или 0,0367 Гкал/ч.

В зонах действия других источников тепловой энергии приросты объемов потребления тепловой энергии от индивидуального теплоснабжения не планируется.

Часть 6. ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ОБЪЕКТАМИ, РАСПОЛОЖЕННЫМИ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ, ПРИ УСЛОВИИ ВОЗМОЖНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОН И ИХ ПЕРЕПРОФИЛИРОВАНИЯ И ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ОБЪЕКТАМИ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ПО ВИДАМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ И ПО ВОДАМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (ГОРЯЧАЯ ВОДА И ПАР) В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИЛИ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ

Прогноз приростов в промышленных зонах отсутствует

Часть 7. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Описание изменений выполнено только на основании прироста потребителей, и эти данные взяты как основа. Естественно ежегодно потребление не совпадают по факту из года в год, так как из-за разных погодных условий итоговое потребление будет всегда разным, плавающим.

Таблица 2.7.1 - Описание изменений тепловой энергии на цели теплоснабжения

№	Наименование источника	2021 г.	2034 г.
Апатитская ТЭЦ на г. Кировск и мкрн. Кукисвумчорр			
1	Отпуск тепловой энергии АО «ХТК» по долгосрочному договору с АО «Апатит»	0,0	72 790,00
2	Полезный отпуск потребителям	369761,04	366 883,00
Котельная АНОФ-3			
1	Полезный отпуск потребителям	374100,00	374163,00
БМЭК			
1	Полезный отпуск потребителям	19560,2000	18487,5000

Часть 8. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

За период, с момента ранее разработанной схемы теплоснабжения, объектов теплопотребления, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения – не зафиксировано.

Часть 9. АКТУАЛИЗИРОВАННЫЙ ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ЗАСТРОЙКИ ОТНОСИТЕЛЬНО УКАЗАННОГО В УТВЕРЖДЕННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРОГНОЗА ПЕРСПЕКТИВНОЙ ЗАСТРОЙКИ

Актualизированный прогноз перспективной застройки представлен в части 4, текущей главы.

Часть 10. РАСЧЕТНАЯ ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА НА КОЛЛЕКТОРАХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии, на которых планируется прирост тепловой нагрузки на расчетный период до 2034 года, приводятся в таблице 2.10.1. Для прочих источников тепловой энергии расчетные тепловые нагрузки на коллекторах не изменятся и останутся на уровне базового 2021 года (рассмотрено в Главе 1 п/п 1.5.2).

Таблица 2.10.1 - Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах источников тепла с приростом тепловой нагрузки

Источник тепловой энергии	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах, Гкал/ч	
	2021	2034
Апатитская ТЭЦ	440,528	493,841
Котельная АНОФ-3	85,83	85,83
БМЭК	6,088	6,088

Часть 11. ФАКТИЧЕСКИЕ РАСХОДЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ОТОПИТЕЛЬНЫЙ И ЛЕТНИЙ ПЕРИОДЫ

Таблица 2.11.1 - Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

№	Наименование источника	Ед. изм.	Расход теплоносителя		
			Отопительный период	Летний период	Всего за год
ПАО "ТГК-1" филиал "Кольский"					
1	Апатитская ТЭЦ	Тонн/ч	1237,50	412,50	1650,0000
КФ АО "Апатит"					
2	Котельная АНОФ-3	тыс. м3	627,0	112,7	808,6
МУП «Хибины»					
3	БМЭК	тыс. м3	18,4	6,6	27,3

ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Согласно п. 2 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» разработка электронной модели не является обязательной при разработке схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения до 100 тыс. человек. В муниципальном округе город Кировск численность постоянного населения по состоянию на 01.01.2022 г. составляет 27753 чел.

ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Часть 1. БАЛАНСЫ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НА БАЗОВЫЙ ПЕРИОД СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ) ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОМ ИЗ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РЕЗЕРВОВ (ДЕФИЦИТОВ) СУЩЕСТВУЮЩЕЙ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ НА ОСНОВАНИИ ВЕЛИЧИН РАСЧЕТНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

На основании фактических данных по балансу тепловой мощности на базовый год, с учетом спрогнозированного объема потребления тепловой энергии на перспективу до 2034 года, сформированы балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах теплоснабжения существующих источников тепловой энергии на расчетный срок схемы теплоснабжения.

Таблица 4.1.1 - Существующий и перспективный баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки в системе теплоснабжения Апатитская ТЭЦ

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/час	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/час	г. Апатиты с учетом АНОФ-2	г. Кировск с учетом Кировского рудника	Тепловые потери в сетях Гкал/час		Присоединенная нагрузка с учетом тепловых потерь, Гкал/ч	Резерв (дефицит) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч
					АТЭЦ, АО "Апатитыэнерго"	АО "ХТК"		
2021	535	26,72	268,799	171,709	26,75	23,37	517,348	17,652
2022	535	26,72	269,481	174,658	26,75	23,37	520,979	14,021
2023	535	26,72	269,481	173,231	26,75	23,37	520,561	14,439
2024	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2025	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2026	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2027	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2028	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2029-2034	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298

Таблица 4.1.2 - Существующий и перспективный баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки в системе теплоснабжения Котельная АНОФ-3

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Нагрузка потребителей, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединённая тепловая нагрузка (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Резерв (дефицит) тепловой мощности, Гкал/ч
2021	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2022	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2023	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2024	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2025	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2026	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2027	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2028	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2029-2034	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81

Таблица 4.1.3 - Существующий и перспективный баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки в системе теплоснабжения БМЭК

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Нагрузка потребителей, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединённая тепловая нагрузка (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Резерв (дефицит) тепловой мощности, Гкал/ч
2021	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2022	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2023	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2024	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Нагрузка потребителей, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединённая тепловая нагрузка (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Резерв (дефицит) тепловой мощности, Гкал/ч
2025	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2026	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2027	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2028	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2029-2034	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150

Часть 2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ КАЖДОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ВЫВОДА С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ (НЕВОЗМОЖНОСТИ) ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИЕЙ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПРИСОЕДИНЕННЫХ К ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ОТ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В целях разработки последующих гидравлических режимов с учетом перспективных нагрузок выполнены наладочные гидравлические расчеты на договорные и фактические тепловые нагрузки потребителей.

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них сформированы на базе существующих фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективных до 2034 г. значений.

При разработке гидравлических режимов на фактическую тепловую нагрузку потребителей с учетом присоединяемых перспективных значений для всех потребителей было принято:

системы отопления вновь подключаемых потребителей присоединены по независимой схеме и зависимой схеме;

системы ГВ вновь подключаемых потребителей присоединены по закрытой схеме.

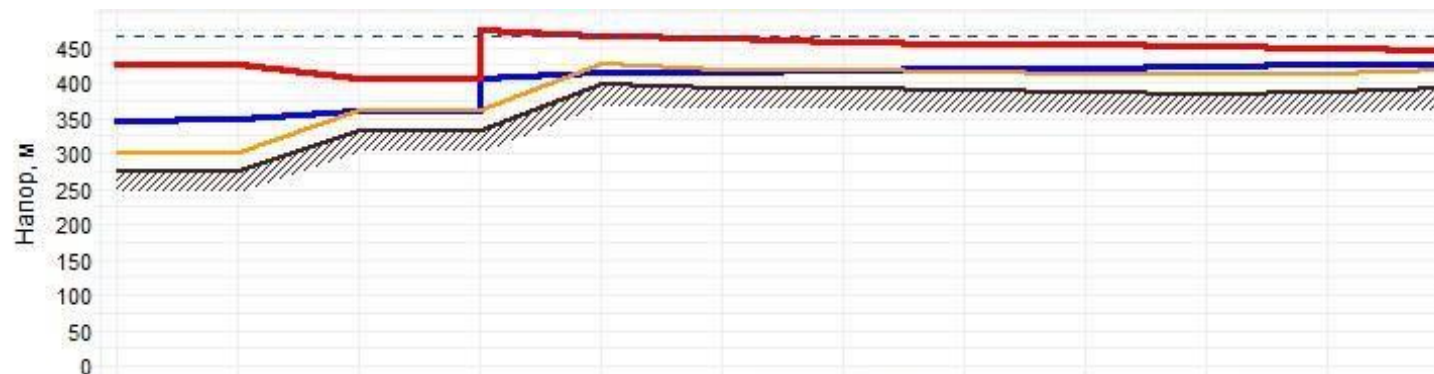
4.2.1 Апатитская ТЭЦ

В таблице ниже приведены результаты расчета гидравлического режима для основных магистралей, обеспечивающих тепловой энергией потребителей МО г. Кировск

Таблица 4.2.1.1 - Результаты гидравлических расчетов тепломагистрали до 1-ТК-67

Наименование	УЦТП 7	УНС 7	ТНС 7	V-ТК-8в	V-ТК-15	V-ТК-16	V-ТК176	I-ТК-67а
Диаметр участка, м	0,62	0,31	0,31	0,26	0,26	0,26	0,31	0,31
Существующий расход, т/ч	436	365	365	351	346	322	305	305
Максимальный расход, т/ч	452	488	449	256	255	254	440	440
Резерв, %	3,5	25,3	18,8	0	0	0	30,7	30,7

Из таблицы видно, что уже при существующей присоединённой тепловой нагрузке на некоторых участках полностью отсутствует резерв, что негативно отражается на обеспечении качественным теплоснабжением потребителей в районе ул. 50 лет Октября и ул. Старой Ленинградской. Требуется увеличение диаметра магистрали



Наименование узла	УЦТП	УЦТП7	УНС7	ТНС №7	V-тк-8в	V-ТК-15	V-ТК-16	УП339/1	УП339/2	V-ТК176	I-ТК-67а	I-ТК-67
Геодезическая высота, м	275.39999	275.39999	334	334	399.70001	393	393	389	387	385	387	393
Напор в обратном трубопроводе, м	345.434	346.381	359.652	405.697	411.782	413.698	416.653	418.433	419.455	421.156	423.473	424.376
Располагаемый напор, м	79.915	77.49	43.519	67.406	51.942	47.154	39.794	35.382	32.853	28.645	22.889	20.645
Длина участка, м	10	1125	10	704	73	110	90	42	70	305	165	
Диаметр участка, м	0.309	0.309	0.309	0.309	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259	0.309	0.309	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	1.478	20.7	0.069	9.379	2.872	4.405	2.631	1.509	2.506	3.439	1.34	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.947	13.271	0.045	6.085	1.916	2.955	1.78	1.021	1.702	2.317	0.903	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.655	1.655	1.385	1.385	1.9	1.869	1.742	1.717	1.682	1.159	1.159	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.325	-1.325	-1.115	-1.115	-1.552	-1.531	-1.433	-1.413	-1.386	-0.951	-0.951	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	11.609	11.609	6.873	8.135	22.633	21.896	19.014	18.481	17.729	5.698	5.698	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	7.445	7.445	4.466	5.28	15.095	14.693	12.87	12.512	12.041	3.841	3.841	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	435.7293	435.7293	364.6074	364.6074	351.416	345.6389	322.0723	317.518	310.9866	305.0053	305.0053	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-348.7769	-348.7769	-293.589	-293.589	-286.9376	-283.0805	-264.9219	-261.2076	-256.2362	-250.2549	-250.2549	

Рисунок 4.2.1 – Пьезометрический график от ЦТП до I-ТК-67

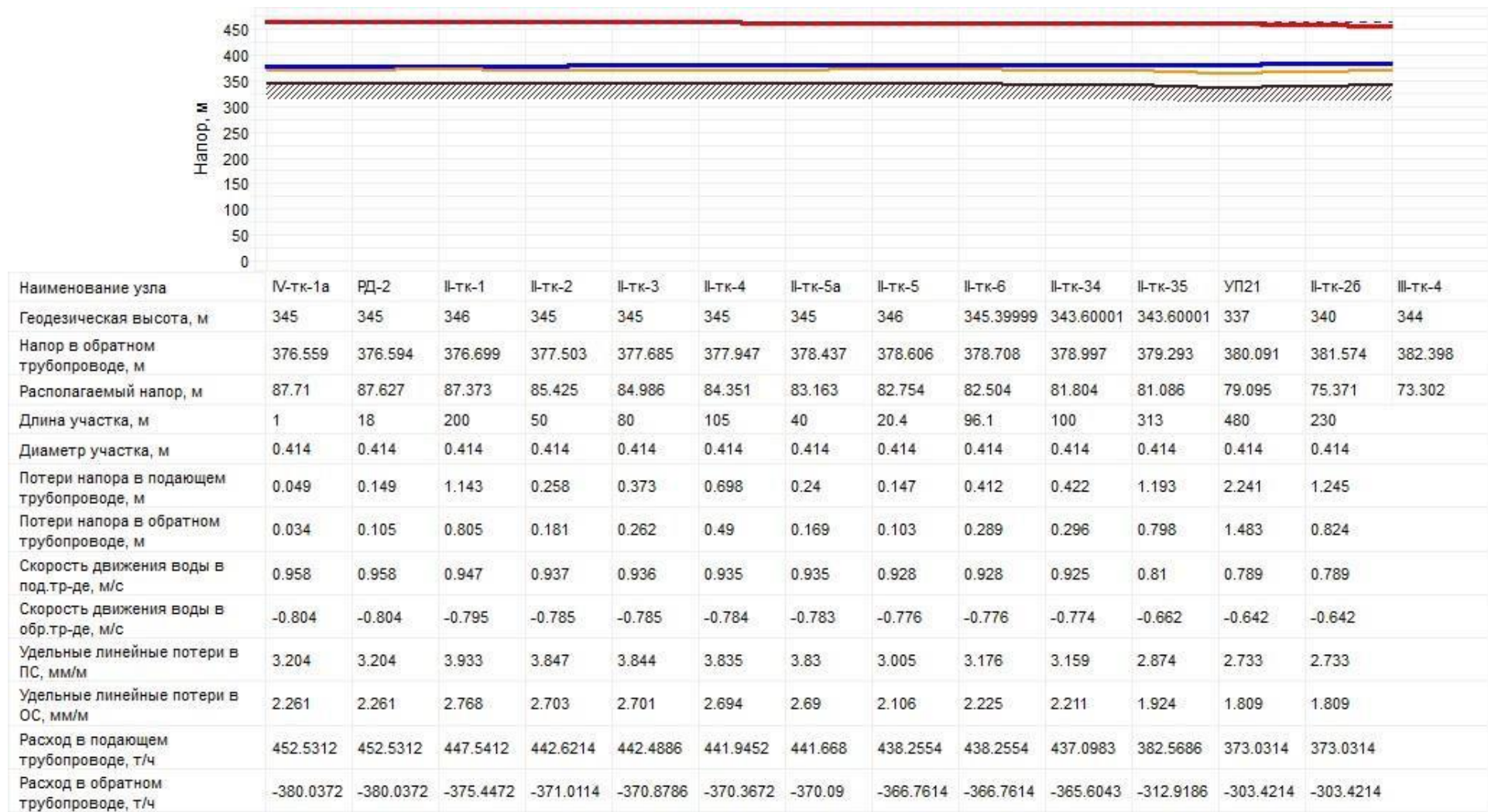


Рисунок 4.2.2 – Пьезометрический график магистрали №2



Рисунок 4.2.3 – Пьезометрический график до перспективных потребителей

Таблица 4.2.1.2 - Результаты гидравлических расчетов тепломагистрали №2

Наименование	IV-тк-1а	РД-2	II-тк-1	II-тк-2	II-тк-3	II-тк-4	II-тк-5а	II-тк-5	II-тк-6	II-тк-34	II-тк-35	III-тк-4
Диаметр участка, м	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Существующий расход, т/ч	453	453	448	443	442	442	442	438	438	437	383	373
Максимальный расход, т/ч	851	851	761	761	762	762	762	854	831	831	780	784
Резерв, %	46,8	46,8	41,2	41,9	41,9	42	42	48,7	47,3	47,4	51	52,4

Таблица 4.2.1.3 - Результаты гидравлических расчетов тепломагистрали до перспективных потребителей

Наименование	Пав-н	6-6	6-7	6-8	6-9	6-10	6-11а	6-12	Пав-н 1	6-22	Пав-н 2	УП816
Диаметр участка, м	0,52	0,41	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,26	0,21
Существующий расход, т/ч	902	899	899	891	887	887	885	766	764	669	47	47
Максимальный расход, т/ч	1282	1282	1282	1282	1282	1282	1282	1281	1281	1281	208	116
Резерв, %	29,6	29,8	29,8	30,4	30,8	30,8	30,9	40,2	40,4	47,8	77,2	59,7

Пьезометрические графики и результаты гидравлических расчетов остальных магистралей приведены в частях 3 и 6 главы 1 Обосновывающих материалов. Результаты анализа гидравлических расчетов показывают, что пропускная способность существующих трубопроводов достаточна для обеспечения существующих и перспективных потребителей качественным теплоснабжением. Предложения по изменению диаметров на участках магистралей с целью повышения эффективности тепловых сетей приведены в части 6 главы 7 Обосновывающих материалов.

4.2.2 Котельная АНОФ-3

Ниже представлены пьезометрические графики от вывода с котельной АНОФ-3 в двух основных направлениях.



Рисунок 4.2.4 - Пьезометрический график от котельной АНОФ-3 до Школы в н.п. Титан

Таблица 4.2.2.1 - Результаты гидравлических расчетов тепломагистрали в направлении н.п. Титан

Наименование	котельная АНОФ-3	ТК-1	ТК-2	ТК-9	ТК-13	ТК-35	ТК-37	ТК-39	ТК-41	ТК-43	Н.С. №8	ТК-44	ТК-45	ТК-55
Диаметр участка, м	0,52	0,41	0,52	0,52	0,52	0,37	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,31	0,21
Существующий расход, т/ч	1136	234	225	213	188	37	34	32	30	30	30	30	12	10
Максимальный расход, т/ч	1404	1393	1391	1392	1387	552	517	518	518	518	518	518	339	122
Резерв, %	19	83,2	83,8	84,7	86,4	93,3	93,5	93,9	94,2	94,2	94,2	94,2	96,5	92

Таким образом, расчетный расход теплоносителя на выходе из котельной (диаметром 0,518 м) составляет 1136,38 т/ч. Максимальный расход для трубопровода Ду500 составляет 1418 т/ч. Таким образом, резерв вывода с котельной АНОФ-3 для обеспечения оптимального гидравлического режима трубопровода до ТК-1 составляет 20% чего достаточно для покрытия перспективной тепловой нагрузки.

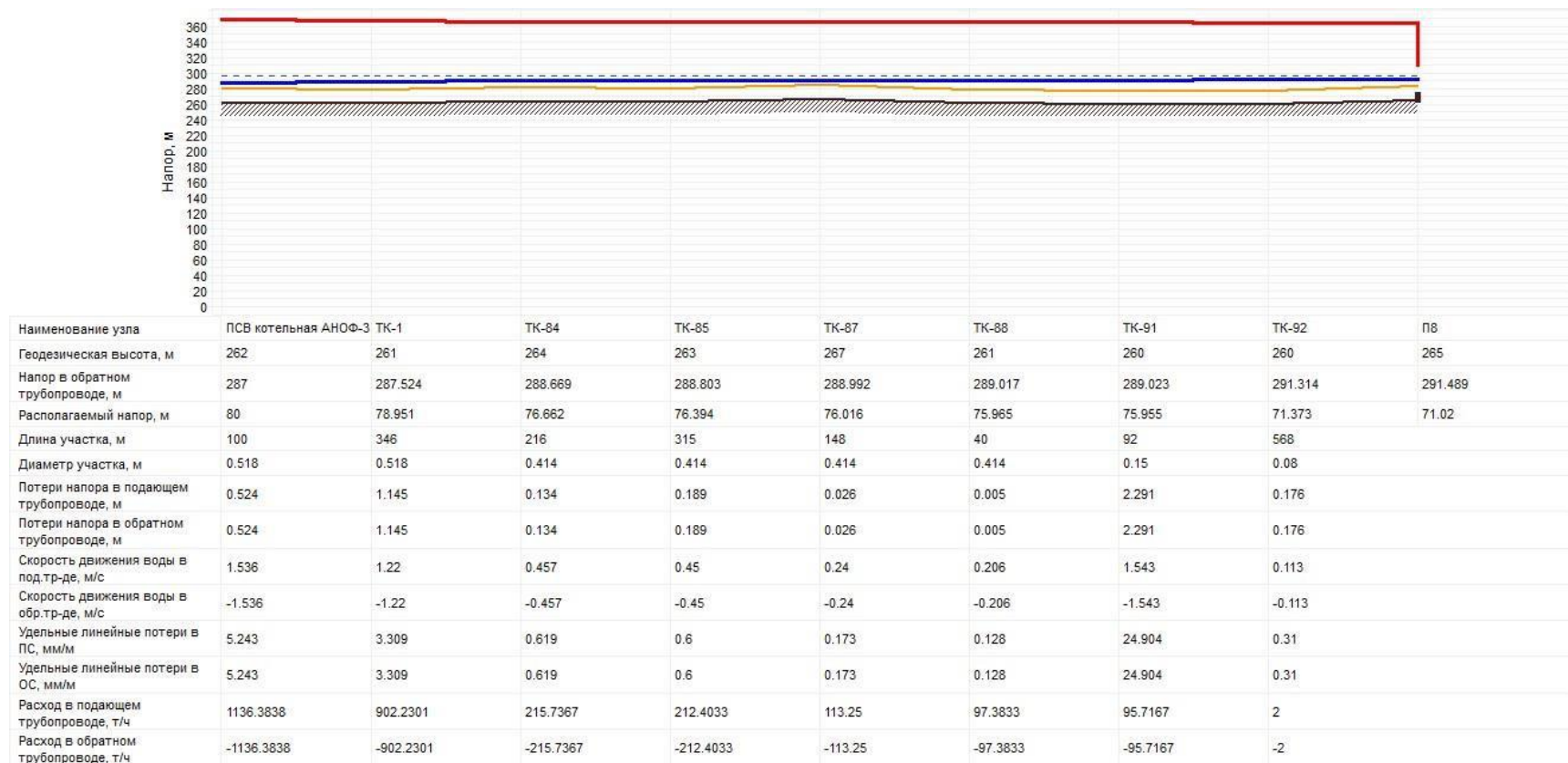


Рисунок 4.2.5 - Пьезометрический график от котельной АНОФ-3 до промзоны

Таблица 4.2.2.2 - Результаты гидравлических расчетов тепломагистральной в направлении промзоны

Наименование	котельная АНОФ-3	ТК-1	ТК-84	ТК-85	ТК-87	ТК-88	ТК-91
Диаметр участка, м	0,52	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,15
Существующий расход, т/ч	1136	902	216	212	113	97	96
Максимальный расход, т/ч	1404	1403	776	776	770	770	54
Резерв, %	19	35,7	72,2	72,6	85,3	87,4	76,4

4.2.3 Блочно-модульная электростанция



Рисунок 4.2.6 - Пьезометрический график от ЭБМК н.п. Коашва» до потребителя КП15

Таблица 4.2.3.1 - Результаты гидравлических расчетов тепломагистрали в н.п. Коашва

Наименование	БМЭК	ТК-8	ТК-9	ТК-10	ТК-11	ТК-12	ТК-13	ТК-20	ТК-24	ТК-26	ТК-27	ТК-28
Диаметр участка, м	0,414	0,414	0,414	0,414	0,414	0,414	0,359	0,359	0,309	0,15	0,125	0,082
Существующий расход, т/ч	152,64	152,64	152,64	152,64	152,64	152,64	85,74	43,99	29,06	19,35	5,1	5,1
Максимальный расход, т/ч	872,3	872,3	872,3	872,3	872,3	872,3	655,9	655,9	485,9	114,5	79,5	34,2
Резерв, %	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	86,9	93,3	94	83,1	93,6	85,1

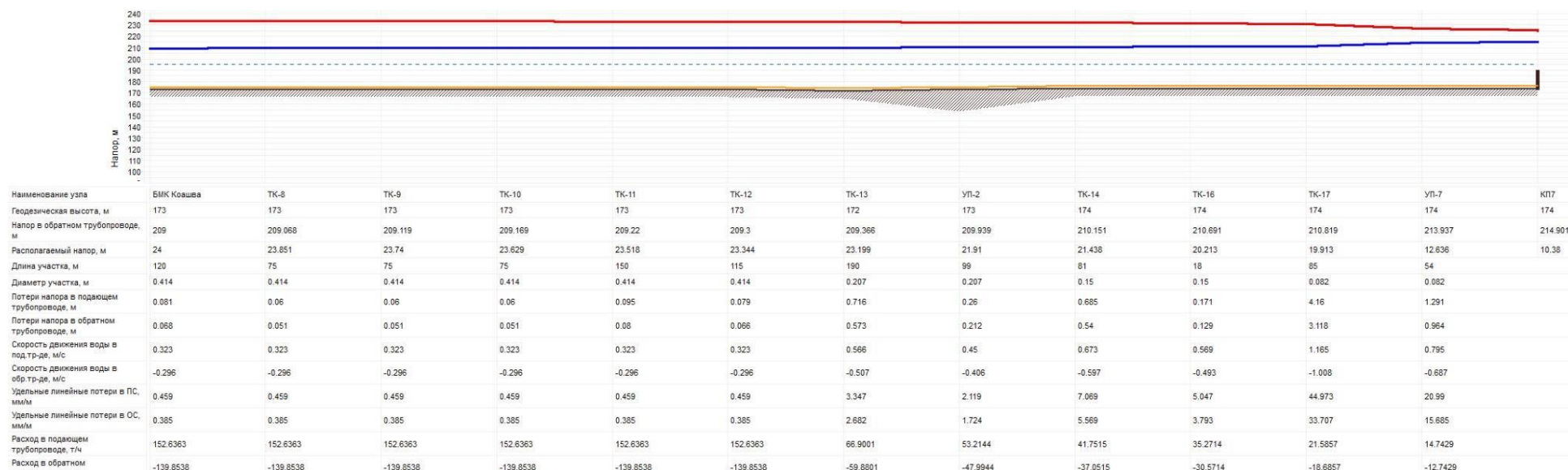


Рисунок 4.2.7 - Пьезометрический график от ЭБМК н.п. Коашва» до потребителя КП7

Таблица 4.2.7 Результаты гидравлических расчетов тепломагистрали в н.п. Коашва

Наименование	БМЭК	ТК-8	ТК-9	ТК-10	ТК-11	ТК-12	ТК-13	УП-2	ТК-14	ТК-16	ТК-17	УП-7
Диаметр участка, м	0,414	0,414	0,414	0,414	0,414	0,414	0,207	0,207	0,15	0,15	0,082	0,082
Существующий расход, т/ч	152,6363	152,6363	152,6363	152,6363	152,6363	152,6363	66,9001	53,2144	41,7515	35,2714	21,5857	14,7429
Максимальный расход, т/ч	872,3	872,3	872,3	872,3	872,3	872,3	218,1	218,1	114,5	114,5	34,2	34,2
Резерв, %	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	69,3	75,6	63,5	69,2	36,9	56,9

Таким образом, расчетный расход теплоносителя на выходе из котельной (диаметром 0,414 м) составляет 152,64 т/ч. Максимальный расход для трубопровода Ду400 составляет 872,3 т/ч. Таким образом, резерв вывода с ЭБМК н.п.Коашва для обеспечения оптимального гидравлического режима трубопровода до ТК-8 составляет 82%.

Часть 3. ВЫВОДЫ О РЕЗЕРВАХ (ДЕФИЦИТАХ) СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Резервы (дефициты) источников тепловой энергии представлены в таблицах 4.1.1-4.1.3.

Часть 4. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 4.4.1 - Изменения в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузке

Показатель	Существующий баланс, Гкал/ч		Перспективный баланс, Гкал/ч	
	предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	на базовый 2021 год актуализации	Предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	на базовый 2021 год актуализации
ПАО "ТГК-1" филиал "Кольский"				
Апатитская ТЭЦ на г. Кировск и мкрн. Кукисвумчорр				
Установленная тепловая мощность	535	535	535	535
Располагаемая тепловая мощность	535	535	535	535
Расход тепла на собственные нужды	26,72	26,72	26,72	26,72
Нагрузка потребителей с учетом потерь	440,528	517,348	494,259	520,702
Резерв(+)/Дефицит(-) источника	67,752	64,539	14,021	14,298
КФ АО "Апатит"				
Котельная АНОФ-3				
Установленная тепловая мощность	177,5	177,5	177,5	177,5
Располагаемая тепловая мощность	158	158	158	158
Расход тепла на собственные нужды	8,9	8,9	8,9	8,9
Тепловая нагрузка потребителей	57,13 в воде; 19,8 в паре; итого 76,93	57,13 в воде; 19,8 в паре; итого 76,93	57,13 в воде; 19,8 в паре; итого 76,93	57,13 в воде; 19,8 в паре; итого 76,93
Потери в тепловых сетях	2,36	2,36	2,36	2,36

Показатель	Существующий баланс, Гкал/ч		Перспективный баланс, Гкал/ч	
	предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	на базовый 2021 год актуализации	Предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	на базовый 2021 год актуализации
Резерв(+)/Дефицит(-) источника	69,8	69,8	69,8	69,8
МУП «Хибины»				
БМЭК				
Установленная тепловая мощность	5,97	5,97	5,97	5,97
Располагаемая тепловая мощность	5,97	5,97	5,97	5,97
Расход тепла на собственные нужды	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей	5,837	5,837	5,837	5,837
Потери в тепловых сетях	0,248	0,248	0,248	0,248
Резерв(+)/Дефицит(-) источника	-0,115	-0,115	-0,115	-0,115

ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Часть 1. ОПИСАНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ (В СЛУЧАЕ ИХ ИЗМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО РАНЕЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В УТВЕРЖДЕННОЙ В УСТАНОВЛЕННОМ ПОРЯДКЕ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ)

Одним из недостатков существующей СЦТ котельной АНОФ-3 является значительная удаленность потребителей от источника теплоснабжения. При сравнительно небольшой тепловой нагрузке жилого поселка, технологических объектов и прочих потребителей доля тепловых и гидравлических потерь в тепловых сетях в общей выработке теплоты котельной достаточно велика.

Также недостатком является то, что теплоснабжение производится от производственной котельной, которая загружена лишь на половину и работает на мазуте. Однако в виду сложившейся конъюнктуры на рынке мазута в настоящее время себестоимость производства и отпуска тепловой энергии то котельной находится на уровне тарифа для конечного потребителя от Апатитской ТЭЦ.

Теплоснабжение города Кировск производится от ЦТП, которое подключено магистралью к Апатитской ТЭЦ. Установленное теплофикационное оборудование ТЭЦ для теплоснабжения города Кировск имеет значительный резерв по тепловой мощности. Гидравлический режим тепломагистрали от АТЭЦ до ЦТП также позволяет несколько

увеличить расход теплоносителя.

В настоящее время рассматриваются вариант реконструкции системы теплоснабжения Транспортного управления КФ АО «Апатит» и строительства новой тепловой сети на н.п. Титан от ЦТП г. Кировск до ТК-35.

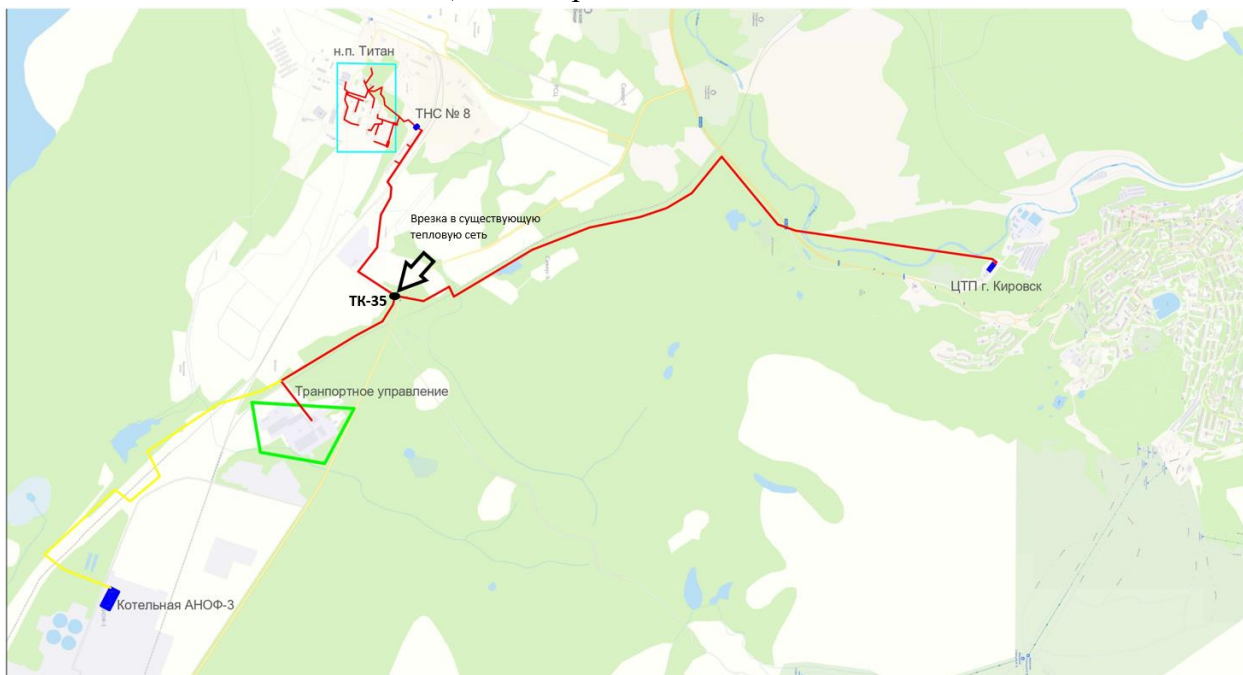


Рисунок 5.1 - Предлагаемая схема прокладки тепломагистрали до н.п. Титан

Основные параметры тепловой сети:

1. Планируемая к подключению тепловая мощность при расчетных параметрах – 7,36 Гкал/ч;
2. Протяженность трассы – 5 км. участок от ЦТП г. Кировск диаметр 250 мм., 0,78 км. участок от места подключения проектируемой сети до тепловой камеры ТК-17 (подключение транспортного управления) диаметр 159 мм.
3. Теплосеть предлагается к проектированию наружного исполнения на низких опорах.
4. Основные гидравлические и температурные параметры работы тепловой сети (температурный график 115/70 °С, $P_1=13,5$ кгс/см², $P_2=6,5$ кгс/см²; параметры существующей системы теплоснабжения от котельной АНОФ-3 график 115/70 °С, $P_1=10,5$ кгс/см², $P_2=2,5$ кгс/см²).

Подключение тепловой сети предполагается на площадке у ЦТП г. Кировск к магистральной тепловой сети Φ 720 мм. системы теплоснабжения г. Кировск.

Часть 2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Мастер-план схемы теплоснабжения рассматривает только один вариант развития системы теплоснабжения.

Часть 3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРИОРИТЕТНОГО ВАРИАНТА

ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В соответствии с разделом Постановления Правительства РФ № 405 от 03.04.2018 предлагаемые варианты развития системы теплоснабжения базируются на предложениях исполнительных органов власти и эксплуатационных организаций, особенно в тех разделах, которые касаются развития источников теплоснабжения.

Выбор варианта развития системы теплоснабжения город Кировск должен осуществляться на основании анализа комплекса показателей, в целом характеризующих качество, надежность и экономичность теплоснабжения. Сравнение вариантов производится по следующим направлениям:

- надежность источника тепловой энергии;
- надежность системы транспорта тепловой энергии;
- качество теплоснабжения;
- принцип минимизации затрат на теплоснабжение для потребителя (минимум ценовых последствий);
- приоритетность комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (п.8, ст.23 ФЗ от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и п.6
- постановления Правительства РФ от 03.04.2018г. № 405);
- величина капитальных затрат на реализацию мероприятий.

Стоит отметить, что варианты Мастер-плана являются основанием для разработки проектных предложений по новому строительству и реконструкции источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем теплоснабжения, обеспечивающих перспективные балансы спроса на тепловую мощность потребителями тепловой энергии (покрытие спроса тепловой мощности и энергии).

Стоит также отдельно отметить, что варианты Мастер-плана не могут являться технико-экономическим обоснованием (ТЭО или предварительным ТЭО) для проектирования и строительства тепловых источников и тепловых сетей. Только после разработки проектных предложений для вариантов Мастер-плана выполняется или уточняется оценка финансовых потребностей, необходимых для реализации мероприятий, заложенных в варианты Мастер-плана, проводится оценка эффективности финансовых затрат, их инвестиционной привлекательности инвесторами и/или будущими собственниками объектов.

Часть 4. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В МАСТЕР-ПЛАНЕ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В мастер-плане откорректированы мероприятия:

ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ

ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Часть 1. РАСЧЕТНАЯ ВЕЛИЧИНА НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ (В ЦЕНОВЫХ ЗОНАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ - РАСЧЕТНАЯ ВЕЛИЧИНА ПЛАНОВЫХ ПОТЕРЬ, ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ С МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ) ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Таблица 6.1.1.1 - Нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Источник тепловой энергии	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025-2034
ПАО "ТГК-1" филиал "Кольский"						
Апатитская ТЭЦ на сетях АО «ХТК»	м3	391624,6	406821,3	422938,48	423119,33	420204,68
КФ АО "Апатит"						
Котельная АНОФ-3 на сетях АО «ХТК»	м3	38958,62		43418,98	43418,98	43418,98
МУП «Хибины»						
БМЭК	м3	7486	2851	2851	2851	2851

Часть 2. МАКСИМАЛЬНЫЙ И СРЕДНЕЧАСОВОЙ РАСХОД ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (РАСХОД СЕТЕВОЙ ВОДЫ) НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, РАССЧИТЫВАЕМЫЙ С УЧЕТОМ ПРОГНОЗНЫХ СРОКОВ ПЕРЕВОДА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), НА ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 6.2.1.1 - Расход теплоносителя на горячее водоснабжение потребителей для открытой системы теплоснабжения

Источник тепловой энергии	Расход теплоносителя на ГВС потребителей для открытой системы теплоснабжения, тонн/час						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2034
Апатитская ТЭЦ	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00
Котельная АНОФ-3	89,97	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58
БМЭК	3,7900	3,9900	3,9900	3,9900	3,9900	3,9900	3,9900

В разрабатываемой схеме теплоснабжения предлагается мероприятие по переводу потребителей на закрытую схему подключения. В такой схеме подготовка горячей воды будет осуществляться непосредственно у потребителя, а компенсация водоразбора будет осуществляться из систем водоснабжения потребителей, а не из тепловой сети.

Полный перевод на закрытую схему подключения позволит:

- отделить контуры системы теплоснабжения от контуров потребителей и, как следствие, сократить расходы подпиточной воды на ЦТП;
- исключить влияние возможных загрязнений теплоносителя у потребителей (в виду подключения производственных потребителей) на режим работы тепловой сети;
- повысить качество воды, идущей на горячее водоснабжения, у конечных потребителей, поскольку вода будет браться из холодного водопровода надлежащего питьевого качества;
- стабилизировать гидравлический режим в тепловых сетях, что приведет к повышению качества теплоснабжения в целом.

Часть 3. СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ

Для подпитки тепловой сети от Апатитская ТЭЦ в аварийных режимах на котельной установлены баки-аккумуляторы общим объемом 4000 тыс м³. Подпитка тепловой сети города Кировск (после ЦТП) осуществляется из обратного трубопровода тепломагистрали от Апатитской ТЭЦ. Для компенсации неравномерности водоразбора из тепловой сети на ЦТП г.Кировска установлены два бака аккумулятора подпиточной воды объемом по 3000 м³

Для подпитки тепловой сети н.п.Титан в аварийных режимах на котельной АНОФ-3 установлены два бака аккумулятора объемом по 2000 м³.

Для подпитки тепловой сети от На БМЭК не установлены баки-аккумуляторы я подпитки тепловой сети.

Часть 4. НОРМАТИВНЫЙ И ФАКТИЧЕСКИЙ (ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И АВАРИЙНОГО РЕЖИМОВ) ЧАСОВОЙ РАСХОД ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В систему подпитки тепловой сети на Апатитской ТЭЦ входят 8 вакуумных деаэраторов ДСВ-400. Вакуумные деаэраторы серии ДСВ предназначены для удаления коррозионноагрессивных и инертных газов из подпиточной воды тепловых сетей. Они работают при абсолютных давлениях от 0,075 до 0,5 ата, т.е. температура деаэрированной воды от 40°С до 80°С.

Вакуумные деаэраторы должны обеспечивать средний подогрев воды в деаэраторе на величину от 15°С до 25°С при изменении производительности в диапазоне от 30 до 120% от номинальной. Содержание кислорода в деаэрированной воде не должно превышать 50 мкг/кг, а свободная углекислота должна отсутствовать.

В таблице ниже приведены основные характеристики деаэратора ДВС-400.

Таблица 6.4.1 - Основные характеристики вакуумного деаэратора

Показатель	Ед. изм.	Значение
Номинальная производительность	т/ч	400

Показатель	Ед. изм.	Значение
Рабочее абсолютное давление	ата	0,075-0,5
Температура деаэрированной воды	°С	40-80
Температура теплоносителя	°С	70-140
Диаметр корпуса	мм	3032
Длина	мм	1992
Сухой вес	кг	7110
Вес, заполненного водой	т	21
Пробное гидравлическое давление	кгс/см	2
Допускается повышение давления при работе гидрозатвора	кгс/см	0,7

В таблицах ниже приведены основные характеристики насосного оборудования системы подпитки тепловой сети.

Таблица 6.4.2 - Основные технические характеристики насосов вакуумных деаэраторов

Показатель	Ед. изм.	№№ насосов		
		1	2	3
Тип насоса		200Д60	300Д90Б	300Д90Б
Производительность	м³/час	540	1260	1260
Напор	м.в.ст.	84	44	44
Мощность электродвигателя	кВт	250	200	200
Напряжение	В	3000	3000	3000
Сила тока	А	58	47,2	47.2
Число оборотов электродвигателя	об/мин	1475	1470	1470

Таблица 6.4.3 – Основные технические характеристики насосов теплообменников вакуумных деаэраторов (КНБ-3, 4, 3А, 4А)

Наименование величин	Ед. изм.	№№ насосов	
		3,4	3А, 4А
Тип насоса		КСД 140х140	КСВ- 125- 140
Производительность	м³/час	140	125
Напор	м.в.ст.	140	140
Мощность электродвигателя	кВт	100	100
Напряжение	В	380	380
Сила тока	А	177	177
Число оборотов электродвигателя	об/мин	1450	1450

Таблица 6.4.4 - Основные технические характеристики насосов подпитки тепловой сети (зимние - ЗПН, летние - ЛПН)

Наименование величин	Ед. изм.	№№ насосов		
		ЗПН - 1	ЗПН-2	ЛПН - 1,2
Тип насоса		200Д60А	Д 1250- 125	СЭ - 1250-70
Производительность	м³/час	720	1100	1250
Напор	м.в.ст.	76	100	67

Наименование величин	Ед. изм.	№№ насосов		
		ЗПН - 1	ЗПН-2	ЛПН - 1,2
Мощность электродвигателя	кВт	250	425	320
Напряжение	В	3000	3000	3000
Сила тока	А	58	94	72,2
Число оборотов электродвигателя	об/мин	1475	1450	1480

Объем подпитки тепловой сети муниципального округа город Кировск на настоящий момент ориентирован на расход 1650 тонн/ч, из них 105 тонн/ч идет на компенсацию водоразбора.

Согласно предоставленным данным о работе котельной Аноф-3 за 2021 г средний расход подпиточной воды составляет 92,3 м³/ч

Таблица 6.4.5 - Подпитка на котельной за 2021 год

Показатель	Ед.изм.	янв	фев	мар	апр	май	июнь	июль	авг	сен	окт	ноя	дек	ГОД
Нагрузка котельной	Гкал/ч	86,6	93,3	76,0	59,4	37,5	22,0	21,4	20,3	35,8	50,4	69,3	81,6	54,2
Время работы	час	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
Подпитка	тыс. м3	88,0	89,3	83,5	78,3	68,9	39,6	35,7	37,4	61,5	69,0	78,0	79,5	808,6
подпитка	м3/ч	118,2	132,8	112,2	108,7	92,6	54,9	48,0	50,3	85,4	92,8	108,3	106,9	92,3

Подпитка на блочно-модульной электрокотельной за 2021 год представлена в таблице ниже.

Таблица 1.7.1.11 - Подпитка на БМЭК н.п. Коашва за 2021 год

Показатель	Ед.изм.	янв	фев	мар	апр	май	июнь	июль	авг	сен	окт	ноя	дек	ГОД
Подпитка	тыс. м³	2,2	2,1	2,2	2,7	2,3	2,0	2,3	2,3	2,3	2,4	2,3	2,2	27,3
Подпитка	м³/час	3,0	2,8	3,3	3,6	3,1	3,5	3,2	3,1	3,1	3,3	3,1	3,0	3,2
Время работы	час	744	744	672	744	720	574	720	744	744	720	744	720	8590
Нагрузка котельной	Гкал\ч	5,5	4,3	3,5	2,7	2,4	1,3	0,8	0,6	1,7	2,3	2,9	3,9	2,7

Таким образом, установленного водоподготовительного оборудования достаточно для обеспечения необходимого объема подпитки тепловой сети котельной.

Часть 5. СУЩЕСТВУЮЩИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫЙ БАЛАНС ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 6.5.1.1 - Прирост подпитки тепловой сети

Источник тепловой энергии	Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2034
ПАО "ТГК-1" филиал "Кольский"									
Апатитская ТЭЦ на г. Кировск и мкрн.	Подпитка тепловой сети	тонн/ч	1650	1650	2000	2000	2000	2000	2000

Источник тепловой энергии	Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2034
Кукисвумчорр	Прирост объемов теплоносителя	тонн/ч	0	0	350	350	350	350	350
КФ АО "Апатит"									
Котельная АНОФ-3	Подпитка тепловой сети	м3	808565	829057	829057	829057	829057	829057	829057
	Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0
МУП «Хибины»									
БМЭК	Подпитка тепловой сети	м3	39762	36815,4	36815,4	36815,4	36815,4	36815,4	36815,4
	Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0

Часть 6. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСАХ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ, ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Обновлены данные по приросту объемов теплоносителя.

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

Часть 1. ОПИСАНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ

В соответствии со статьей 23 Федерального закона «О теплоснабжении» №190-ФЗ от 27.07.2010, развитие систем теплоснабжения поселений, городских округов осуществляется в целях удовлетворения спроса на тепловую энергию, теплоноситель и обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном вредном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития и внедрения энергосберегающих технологий.

С учетом особенностей региона, а именно в связи с отсутствием возможности для снабжения населения и промышленных предприятий природным газом, централизованное теплоснабжение является наиболее эффективным. При этом, наличие в регионе крупного источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (Апатитской ТЭЦ) позволяет существенно увеличить эффективность централизованных систем теплоснабжения.

В тоже время, географическая удаленность промышленных предприятий и сложность местности в ряде случаев не позволяет организовать подключение к существующим системам централизованного теплоснабжения или делает его экономически неэффективным. В этом случае используются индивидуальные источники тепловой энергии.

Поквартирное отопление в рассматриваемом регионе возможно только с использованием в качестве источника электрической энергии, поскольку установка индивидуального газового отопления невозможна в виду отсутствия подключения к системам газоснабжения. Практика применения индивидуальных электрических источников тепловой энергии описана в Томе 1 Обосновывающих материалов.

Часть 2. ОПИСАНИЕ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ, СВЯЗАННОЙ С РАНЕЕ ПРИНЯТЫМИ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РЕШЕНИЯМИ ОБ ОТНЕСЕНИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ К ГЕНЕРИРУЮЩИМ ОБЪЕКТАМ, МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Указанные объекты отсутствуют.

Часть 3. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СЛУЧАЕВ ОТНЕСЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПРИ ОТНЕСЕНИИ ТАКОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В СООТВЕТСТВУЮЩЕМ ГОДУ ДОЛГОСРОЧНОГО КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) НА СООТВЕТСТВУЮЩИЙ ПЕРИОД), В СООТВЕТСТВИИ С МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Указанные объекты отсутствуют.

Часть 4. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

Так как перспективный прирост тепловой нагрузки незначительный и полностью покрывается за счет установленной тепловой мощности существующего оборудования источников, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, строительство новых источников тепловой энергии не требуется.

Часть 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

Существующий источник тепловой энергии с комбинированной выработкой – Апатитская ТЭЦ, не нуждается в реконструкции с целью обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, так как приросты полностью покрываются за счет установленной тепловой мощности существующего оборудования блока теплофикационной установки, выделенного на нужды теплоснабжения города Кировск.

Для повышения надежности источника теплоснабжения Апатитская ТЭЦ филиалом "Кольский" ПАО "ТГК-1" предусмотрено проведение мероприятий, представленных в таблице ниже.

Таблица 7.5.1 – Мероприятия, предусмотренные филиалом "Кольский" ПАО "ТГК-1" на Апатитская ТЭЦ

№	Наименование мероприятия	Период, год	
		начало	конец
1	АТЭЦ; Модернизация схем поперечных связей основного и вспомогательного оборудования	10.03.2017	31.12.2024

№	Наименование мероприятия	Период, год	
		начало	конец
2	Модернизация главных паропроводов котлов и турбин, общестанционных трубопроводов.	01.07.2020	31.12.2029
3	Модернизация путевого хозяйства ТТЦ	01.07.2020	31.12.2024
4	Модернизация мазутохозяйства	01.01.2018	31.12.2026
5	АТЭЦ; Модернизация системы подпитки тепловых сетей с заменой аккумуляторных баков	01.04.2020	31.12.2029
6	Оснащение пожарной сигнализацией резервуарного парка Апатитской ТЭЦ	01.01.2022	31.12.2024
7	Оснащение эстакады слива мазута маневровой лебёдкой.	01.01.2022	31.12.2024
8	Модернизация системы подготовки и разгрузки полувагонов ТТЦ с очисткой вагонов	01.01.2022	31.12.2029
9	АТЭЦ; Техпереворужение ОРУ	01.04.2017	31.12.2027
10	Техпереворужение градирен	01.03.2021	31.12.2029
12	Техническое перевооружение кабельного полуэтажа главного корпуса Апатитской ТЭЦ с заменой средств пожаротушения	01.03.2025	31.12.2027
13	Техпереворужение химлаборатории с заменой приборов диагностики маслonaполненного оборудования Апатитской ТЭЦ	01.04.2023	12.12.2023
14	Техпереворужение здания КТЦ с установкой грузопассажирских лифтов.	01.01.2024	31.12.2026
15	Техпереворужение электролизной с заменой оборудования	01.05.2023	31.12.2026
16	Модернизация средств измерения вибрации подшипниковых опор турбогенератора № 8 Апатитской ТЭЦ	01.01.2023	31.12.2024
17	Оснащение системой пожарной защиты помещений главного корпуса Апатитской ТЭЦ	01.01.2023	31.12.2025
18	Модернизация системы водоснабжения собственных нужд Апатитской ТЭЦ	01.01.2023	31.12.2025
19	Модернизация бойлерных установок с заменой арматуры	01.05.2025	31.12.2026
20	Техпереворужение эл. оборудования крана-перегрузателя №2 ТТЦ	01.05.2025	31.12.2029
21	Модер.котлов ПК-10-п2 с целью отказа от мазута	01.09.2022	31.12.2024

Часть 6. 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

Реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле экономически не обоснована в виду малой существующей и перспективных тепловых нагрузок.

Часть 7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В виду значительной территориальной удаленности зон действия источников тепловой энергии друг от друга невозможно перераспределить тепловые нагрузки между ними.

Часть 8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОДА В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ ПО ОТНОШЕНИЮ К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИМ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Перевод в пиковый режим работы котельных не планируется.

Часть 9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАСШИРЕНИЮ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В настоящее время теплоснабжение н.п. Титан осуществляется от котельной АНОФ-3. Схема теплоснабжения представлена на рисунке 7.9.1.

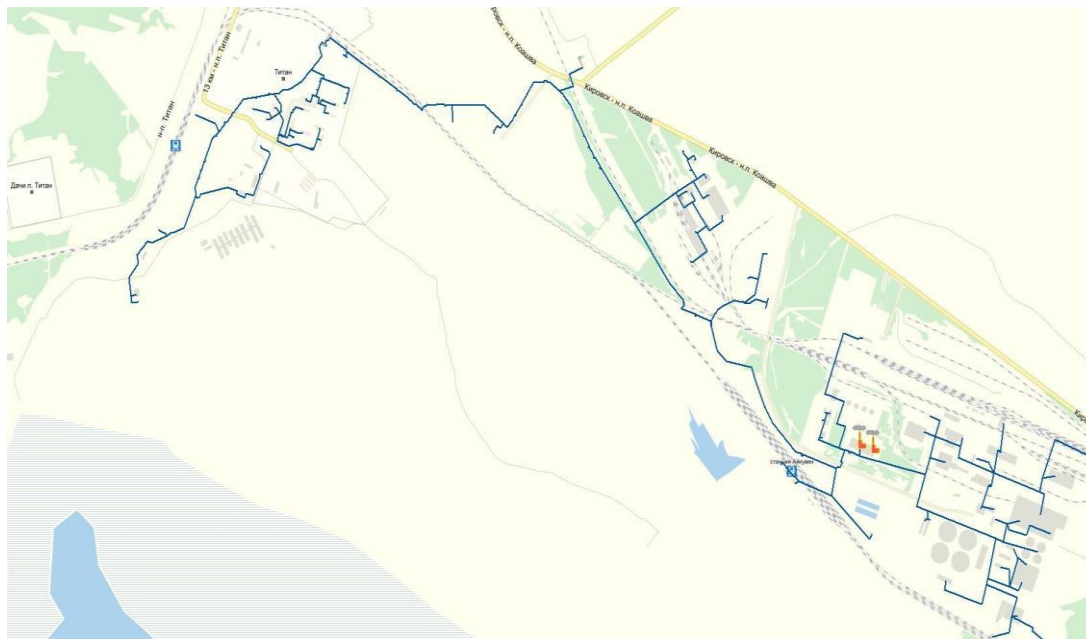


Рисунок 7.9.1 - Схема теплоснабжения от котельной АНОФ-3

Тепловая схема котельной включает 5 паровых котлов ГМ-50 паропроизводительностью по 50 т/ч каждый. Суммарная тепловая мощность по пару

составляет 177,5 Гкал/ч. Нагрузка отопления и горячего водоснабжения обеспечивается посредством нагрева сетевой воды в паро - водяных подогревателях ПСВ-125-7-15. Производительность по воде составляет 80 Гкал/ч. Циркуляцию сетевой воды обеспечивают четыре насоса Д1250-125 производительностью 1250 м³/ч каждый с напором 125 м, потребляемая электрическая мощность 630 кВт и один СЭ-800х100 производительностью 800 м³/ч с напором 100 м, потребляемая электрическая мощность 315 кВт.

Передача тепла потребителям осуществляется по магистральным тепловым сетям (условный диаметр от 100 мм до 600 мм). Температурный график тепловой сети 115/70. Подключение потребителей в жилом секторе по элеваторной схеме.

Одним из недостатков существующей схемы является значительная удаленность потребителей от источника теплоснабжения – котельной. При сравнительно небольшой тепловой нагрузке жилого поселка, технологических объектов и прочих потребителей доля тепловых и гидравлических потерь в тепловых сетях в общей выработке теплоты котельной достаточно велика.

Также недостатком является то, что теплоснабжение производится от производственной котельной, которая загружена лишь на половину и работает на мазуте. Однако в виду сложившейся конъюнктуры на рынке мазута в настоящее время себестоимость производства и отпуска тепловой энергии то котельной находится на уровне тарифа для конечного потребителя от Апатитской ТЭЦ.

Теплоснабжение города Кировск производится от ЦТП, которое подключено магистралью к Апатитской ТЭЦ. Установленное теплофикационное оборудование ТЭЦ для теплоснабжения города Кировск имеет значительный резерв по тепловой мощности. Гидравлический режим тепломагистрали от АТЭЦ до ЦТП также позволяет несколько увеличить расход теплоносителя.

В настоящее время рассматриваются варианты реконструкции системы теплоснабжения Транспортного управления КФ АО «Апатит» и строительства новой тепловой сети на н.п. Титан от ЦТП г. Кировск до ТК-35.

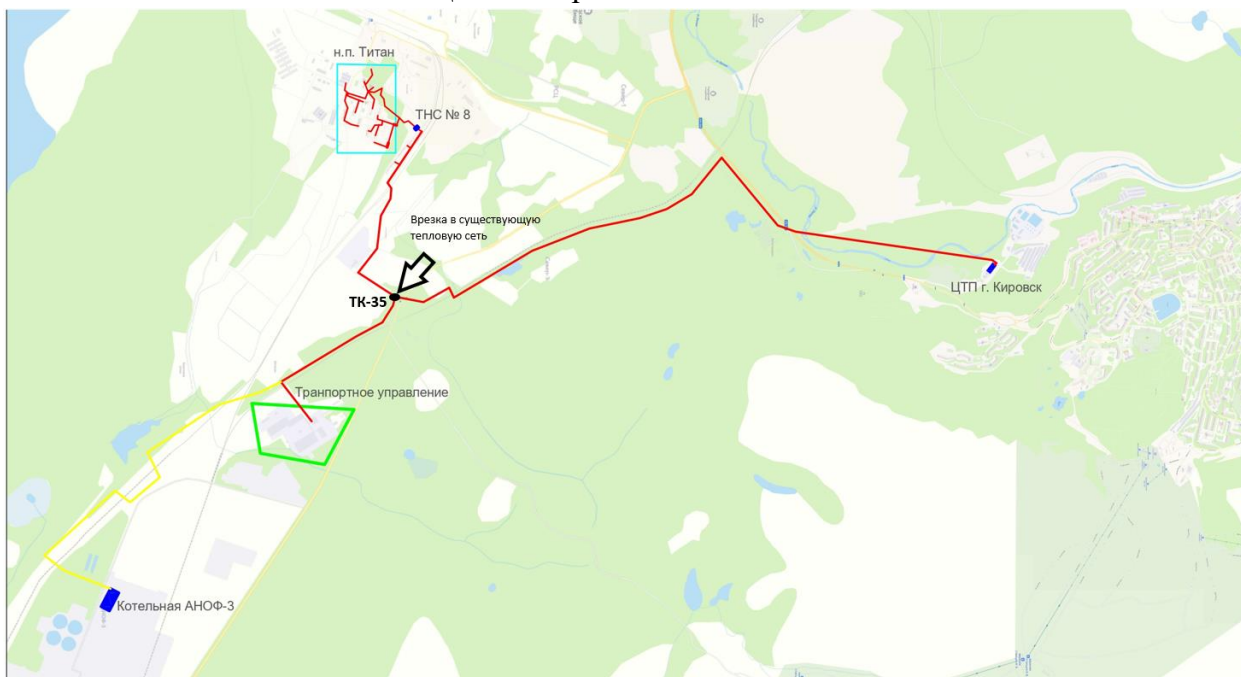


Рисунок 7.9.2 - Предлагаемая схема прокладки тепломагистрали до н.п. Титан

Основные параметры тепловой сети:

1. Планируемая к подключению тепловая мощность при расчетных параметрах – 7,36 Гкал/час;
2. Протяженность трассы – 5 км. участок от ЦТП г. Кировск диаметр 250 мм., 0,78 км. участок от места подключения проектируемой сети до тепловой камеры ТК-17 (подключение транспортного управления) диаметр 159 мм.
3. Теплосеть предлагается к проектированию наружного исполнения на низких опорах.
4. Основные гидравлические и температурные параметры работы тепловой сети (температурный график 115/70 °С, $P_1=13,5$ кгс/см², $P_2=6,5$ кгс/см²; параметры существующей системы теплоснабжения от котельной АНОФ-3 график 115/70 °С, $P_1=10,5$ кгс/см², $P_2=2,5$ кгс/см²

Подключение тепловой сети предполагается на площадке у ЦТП г. Кировск к магистральной тепловой сети Φ 720 мм. системы теплоснабжения г. Кировск.

Часть 10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И (ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Указанные объекты отсутствуют.

Часть 11. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ ЗАСТРОЙКИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ МАЛОЭТАЖНЫМИ ЖИЛЫМИ ЗДАНИЯМИ

Одной из особенностей муниципального округа город Кировск является отсутствие магистрального газа, поэтому основным топливом источников тепловой энергии является Уголь. В виду отсутствия газа, организация индивидуального теплоснабжения проблематична. В рассматриваемых нами элементах территориального деления индивидуальное теплоснабжение не выгодно.

Часть 12. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Таблица 7.12.1 - Прирост тепловой нагрузки по каждой системе теплоснабжения Апатитская ТЭЦ

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/час	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/час	г. Апатиты с учетом АНОФ-2	г. Кировск с учетом Кировского рудника	Тепловые потери в сетях Гкал/час		Присоединенная нагрузка с учетом тепловых потерь, Гкал/ч	Резерв (дефицит) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч
					АТЭЦ, АО "Апатитыэнерго"	АО "ХТК"		
2021	535	26,72	268,799	171,709	26,75	23,37	517,348	17,652
2022	535	26,72	269,481	174,658	26,75	23,37	520,979	14,021
2023	535	26,72	269,481	173,231	26,75	23,37	520,561	14,439
2024	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2025	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2026	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2027	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2028	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298
2029- 2034	535	26,72	269,481	174,381	26,75	23,37	520,702	14,298

**Таблица 7.12.2 - Прирост тепловой нагрузки по каждой системе теплоснабжения
Котельная АНОФ-3**

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Нагрузка потребителей, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединённая тепловая нагрузка (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Резерв (дефицит) тепловой мощности, Гкал/ч
2021	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2022	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2023	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2024	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2025	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2026	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2027	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2028	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2029	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81
2030- 2034	177,5000	2,3600	155,6400	76,9270	2,3600	79,2870	69,81

**Таблица 7.12.3 - Прирост тепловой нагрузки по каждой системе теплоснабжения
БМЭК**

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Нагрузка потребителей, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединённая тепловая нагрузка (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Резерв (дефицит) тепловой мощности, Гкал/ч
2021	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2022	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2023	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2024	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2025	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2026	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2027	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2028	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2029	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150
2030- 2034	5,9700	0,00	5,9700	5,8370	0,2480	6,0850	-0,1150

Часть 13. АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВОДА НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Указанные мероприятия не планируются.

Часть 14. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Одной из особенностей системы теплоснабжения муниципального образования города Кировск с подведомственной территорией являлось снабжение потребителей тепловой энергией от производственных котельных.

Котельная АНОФ-3 – производственная котельная, которая работает на нужды производственных цехов и дочерних предприятий, расположенных на промплощадке АНОФ-3 в паре и сетевой воде. Так как установленной мощности источника хватает с большим резервом для производства, а также на относительно небольшом расстоянии находится жилой поселок Титан, то к подогревателям сетевой воды также подключены тепловые сети к потребителям.

Часть 15. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время Федеральный закон «О теплоснабжении» ввел понятие «радиус эффективного теплоснабжения», но принятой конкретной методики его расчета до сих пор не существует.

За прошедшее с момента интенсивного развития теплофикации в России время использовано много понятий, в основе которых лежало определение радиуса теплоснабжения. Упомянем лишь три из них, наиболее распространенных: оптимальный радиус теплоснабжения; оптимальный радиус теплофикации; радиус надежного теплоснабжения. С момента введения в действие закона «О теплоснабжении» появилось еще одно определение: 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.

К сожалению, у всех расчетов есть один, но существенный недостаток. В своем большинстве все применяемые формулы - это эмпирические соотношения, построенные не только на базе экономических представлений 1940-х гг., но и использующие для эмпирических соотношений действующие в то время ценовые индикаторы.

В данном отчете, ввиду отсутствия действующей нормативной базы, радиус эффективного теплоснабжения был определен по методике предложенной членом редколлегии журнала Новости Теплоснабжения, советником генерального директора ОАО «Объединение ВНИПИэнергопром» В.Н.Папушкина, основанной на самых распространенных расчетах, применяемых для определения радиуса теплоснабжения.

В виду того, что методика ориентирована в основном на радиальные сети, радиусы эффективного теплоснабжения строились отдельно на каждый район с опорой на реперные насосные станции.

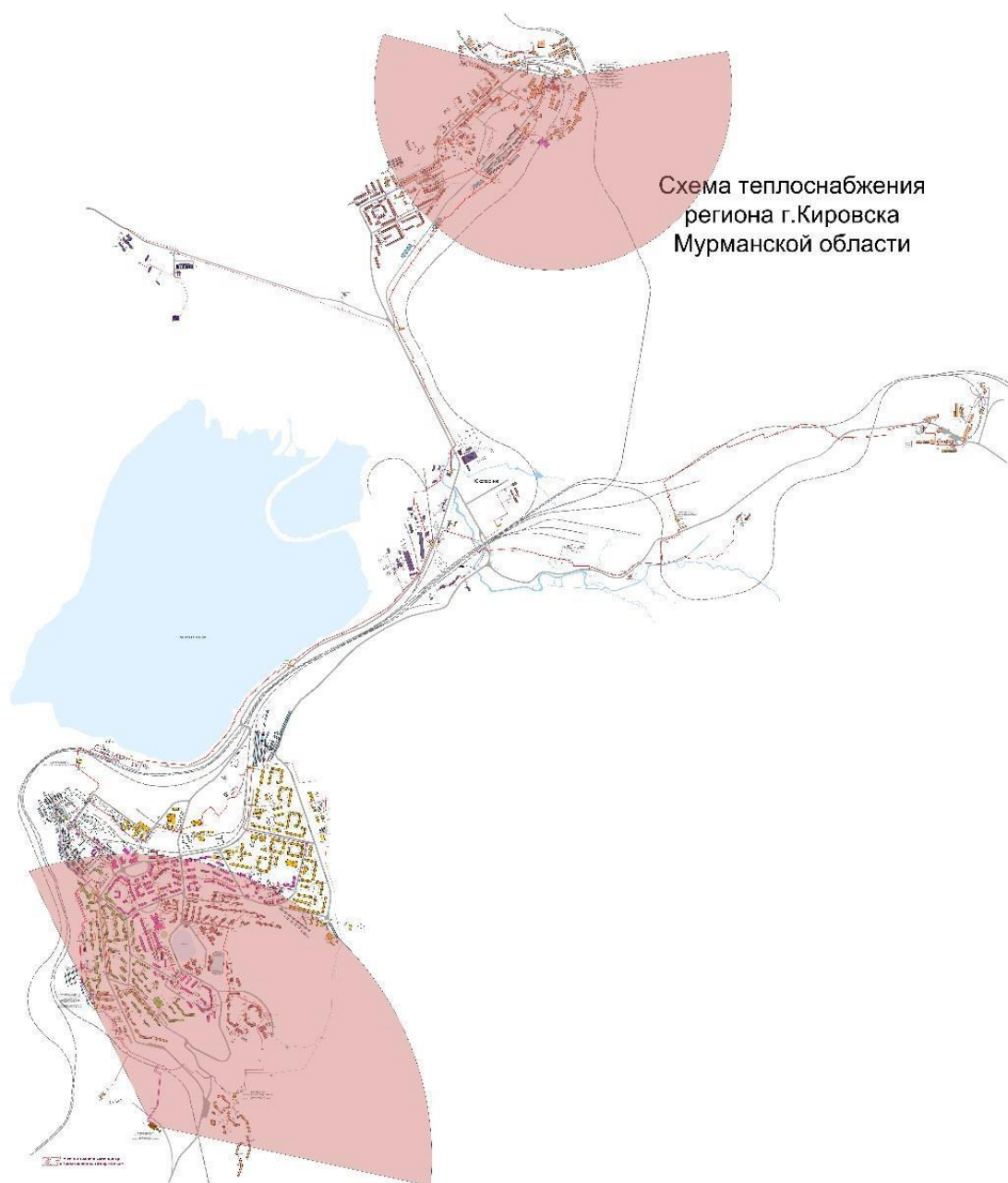


Рисунок 7.15.1 Радиус эффективного теплоснабжения г. Кировск и мкр. Кукисвумчорр (зона действия АТЭЦ)

Радиус теплоснабжения от ЦТП г. Кировска включает в себя насосные станции ТНС-3а и ТНС-7. Радиус теплоснабжения от ТНС-7 полностью в себя включает всех подключенных потребителей. Такая же ситуация у радиуса ЦТП Кировского рудника. Радиус от ТНС-3а захватывает порядка 80% подключенных потребителей центрального района г. Кировск. Ситуация с радиусами от ПНС, Павильона №8 и верхней части поселка Кукисвумчорр выглядит менее оптимистично, однако это связано с особенностью применения данной методики для тепловых сетей с множеством протяженных транзитных магистралей.

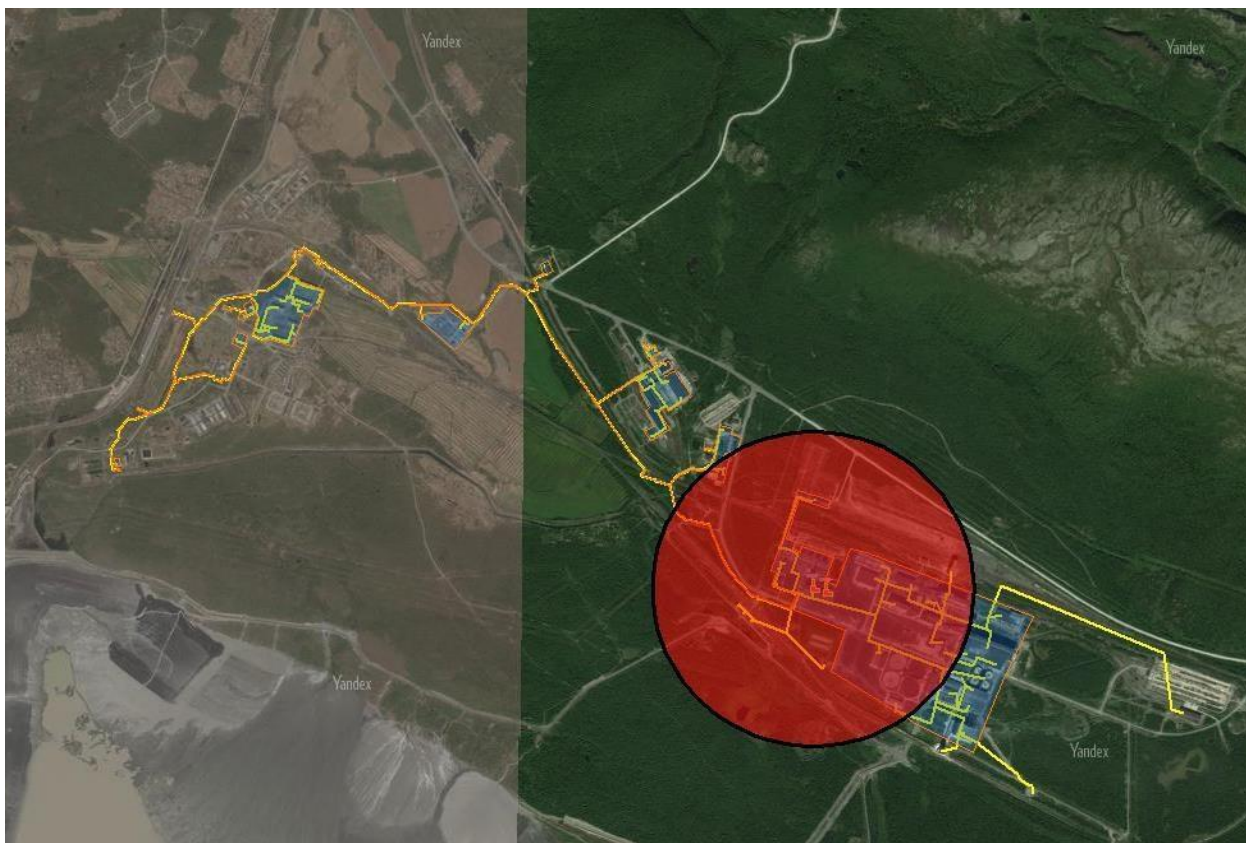


Рисунок 7.15.2 Радиус эффективного теплоснабжения н.п.Титан



Рисунок 7.15.3 Радиус эффективного теплоснабжения н.п.Коашва

Для муниципального округа город Кировск с подведомственной территорией многие потребители тепловой энергии оказываются вне оптимального радиуса эффективного теплоснабжения. Но в данных конкретных условиях существующая схема подключения потребителей, сложившаяся исторически, является наиболее выгодной.

Значительных изменений эффективного радиуса не происходит, так как основные влияющие параметры либо не изменяются (температурный график, удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети), либо их изменения не приводят к существенным отклонениям от существующего состояния в структуре распределения тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии.

Таблица 7.15.1 - Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения

Наименование источника теплоснабжения	Нагрузка источника (с учетом потерь мощности в сетях), Гкал/ч	Площадь зоны теплоснабжения S, км ²	Длина тепловых сетей, м	Материальная характеристика тепловой сети, м ²	Удельная материальная характеристика тепловой сети, Гкал/(ч·м ² ·м)	Число абонентов на 1 км.кв.	Теплоплотность района, Гкал / ч·км ²	Радиус теплоснабжения, км
ЦТП г. Кировск	196,601	56	50236,17	32225,7	0,007	11,25	2,98	1,74
ЦТП Кировского рудника	23,2	4				13,75	11,9	1,25
Котельная АНОФ-3	76,93	1,22	7183,2	5437,78	0,014	64,75	63,06	0,88
БМЭК	6,085	0,21	1944,8	681,90	0,009	15	28,97	1,38

Часть 16. ПОКРЫТИЕ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ, НЕ ОБЕСПЕЧЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТЬЮ

Данные объекты отсутствуют.

Часть 17. МАКСИМАЛЬНАЯ ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ПРИРОСТА ТЕПЛОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ НА КОЛЛЕКТОРАХ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Данные объекты отсутствуют.

Часть 18. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕЖИМОВ ЗАГРУЗКИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКЕ

Режимы загрузки источников тепловой энергии останутся не именными.

Часть 19. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ТОПЛИВЕ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВИДАМ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ТОПЛИВА

Уровень и объем потребления топлива не измениться с учетом перспективы. Виды потребляемого топлива останутся неизменными.

Часть 20. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ, РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ И ПРОШЕДШИХ ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Скорректированы мероприятия на источниках тепловой энергии, согласно предоставленных данных.

ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Часть 1. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ, СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ИЗ ЗОН С ДЕФИЦИТОМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ В ЗОНЫ С ИЗБЫТКОМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ (ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕЗЕРВОВ)

Строительство и реконструкция тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой

мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой мощности источников тепловой энергии, не планируется.

Часть 2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОД ЖИЛИЩНУЮ, КОМПЛЕКСНУЮ ИЛИ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ЗАСТРОЙКУ ВО ВНОВЬ ОСВАИВАЕМЫХ РАЙОНАХ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Перспективная застройка г. Кировск планируется в существующих, обеспеченных централизованным теплоснабжением по магистральным трубопроводам районах. По мере ввода новых потребителей будет выполняться разводящая сеть от магистральных трубопроводов. Застройщик осуществляет подключение к тепловым сетям в установленном законодательством порядке, в соответствии с проектом застройки земельного участка.

Для подключения Аквапарка и гостиничного комплекса в районе ул. Олимпийской предполагается строительство новой тепловой сети Ду 325 мм от 3-ТК-24 преимущественно в пределах существующей тепловой сети до 3-ТК-33 с переподключением потребителей тепловой энергии к данной сети.

Часть 3. СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ УСЛОВИЯ, ПРИ НАЛИЧИИ КОТОРЫХ СУЩЕСТВУЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОСТАВОК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ СОХРАНЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Потребители МО г. Кировск с подведомственной территорией сильно разнесены между собой территориально. Для осуществления возможности поставок тепловой энергии потребителям от разных источников необходимо объединение систем теплоснабжения населенных пунктов, что потребует значительных инвестиций. Одним из альтернативных вариантов является строительство ответвления от тепломагистрали Апатитская ТЭЦ – ЦТП города Кировск и снабжение тепловой энергией жилищного фонда, физических и юридических лиц н.п. Титан, а также некоторых производственных цехов КФ АО «Апатит» (Транспортное управление и «Нефтебаза» ТСЦ) от АТЭЦ. В настоящее время рассматриваются вариант реконструкции системы теплоснабжения и строительства новой тепловой сети на н.п. Титан, ТУ и ТСЦ КФ АО «Апатит» от ЦТП г. Кировск.

Часть 4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗА СЧЕТ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНЫХ В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ИЛИ ЛИКВИДАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ

В целях повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения г. Кировска теплосетевой организацией АО «ХТК» предусматривается мероприятия, представленные в таблице ниже.

Таблица 8.4.1 – Мероприятия, предусмотренные АО «ХТК»

№	Содержание мероприятия	Период
1	Модернизация участка трубопровода тепловой сети между павильонами № 46 и № 3, L-4700 м, Ду-500 мм	2022-2026
2	Строительство тепловой сети от III-тк-2а до III-тк-14, L-216 м, Ду-400 мм	2022
3	Модернизация АСУТП насосных	2022-2026
4	Реконструкция трубопровода тепловой сети III-тк-14 до III-тк-4, L-474 м, Ду-300 мм	2022
5	Реконструкция трубопровода тепловой сети IV-ТК-4 до IV-ТК-3, L-254м, Ду-300 мм	2024-2025
6	Модернизация участка трубопровода тепловой сети между камерами ТК-0-1 и IV-ТК-1а, L-598,9м, Ду-600мм	2022
7	Модернизация трубопровода тепловой сети II-тк-18 до II-тк-25, L-283 м, Ду-200 мм	2025
8	Реконструкция трубопровода тепловой сети от павильона 2 до ТП СОК Тирвас, L-1736,4 м, Ду-250 мм	2025
9	Реконструкция секционирующего узла павильона № 5	2022
10	Строительство тепловой сети от IV-тк-13 до I-тк-48в, L-195м, Ду-200мм	2023
11	Модернизация трубопровода тепловой сети IV-тк-15 до IV-тк-18, L-253 м, Ду-200 мм	2026
12	Модернизация узлов секционирования в I-тк-18к и I-тк-17к	2024
13	Металлизация БАГВ.	2025
14	Замена трубопровода от ТК 1-15 до ТК 2-10 с увеличением диаметра. Наладка гидравлических режимов	2023
15	Модернизация теплового узла в II-тк-6	2022
16	Строительство эффективной насосной станции взамен ТНС-4а	2023
17	Модернизация узлов секционирования в тепловых камерах	2025-2026
18	Внедрение системы моделирования режимов работы тепловых сетей	2022
19	Строительство тепловой сети от V-тк-17а до I-тк-80, L-565 м, Ду-200 мм	2023
20	Реконструкция трубопровода тепловой сети V-тк-17а до V-тк-17б, L-57,5 м, Ду-150 мм	2024
21	Установка приборов технического учета в насосных станциях, павильонах и тепловых камерах	2023-2025
22	Вывод из эксплуатации участка тепловой сети от IV-тк-3в до IV-тк-3д, L-160 м, Ду-300 мм	2024
23	Строительство тепловой сети от ЦТП г. Кировск до н.п. Титан (тк-35), L-5 000 м, Ду-250 мм; L-778 м, Ду-150 мм.	2024

Часть 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В целях обеспечения нормативной надежности теплоснабжения г. Кировска теплосетевой организацией АО «ХТК» предусматривается:

Строительство тепловой сети от III-тк-2а до III-тк-14, L-216 м, Ду-400 мм;

Строительство тепловой сети от IV-тк-13 до I-тк-48в, L-210 м, Ду-400 мм.

Часть 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ДИАМЕТРА ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Планируется замена трубопровода от V-ТК-17а до V-ТК-17б с увеличением диаметра. Наладка гидравлических режимов.

Часть 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЗАМЕНЕ В СВЯЗИ С ИСЧЕРПАНИЕМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА

Мероприятия, предусмотренные плановым ремонтом теплосетевой организацией АО «ХТК», представленные в таблице ниже.

Таблица 8.7.1 - Мероприятия, предусмотренные плановым ремонтом АО «ХТК»

№	Содержание мероприятия	Период
1	Восстановительный ремонт тепловых сетей 1-й контур	2022
2	Восстановительный ремонт тепловых сетей 2-й контур	2022
3	Изоляционные работы на тепловых сетях	2022
4	Замена запорной арматуры ПТО №1	2022
5	Переврезка Г/О №16 и 16а - район Советской 6	2022
6	Перекладка надземного ввода тепловой сети Ду50 на Дом Кирова	2022
7	Замена ввода Юбилейная 6	2022
8	Замена ввода Юбилейная 4	2022
9	Замена участка от камеры 2-ТК-20 до Кондрикова 2	2022
10	Замена дренажей Ду200 и 300 около ЦТП	2022
11	ТК 1-19б (Кирова 30) замена секционных задвижек Ду200	2022

Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса в н.п. Коашва:

- Замена трубопровода участка сети ТК-5 - ТК-12, протяженностью, в двухтрубном исчислении, 485 м;
- Замена трубопровода участка сети ТК12 - ТК-14, протяженностью, в двухтрубном исчислении, 209,1 м;
- Замена трубопровода участка сети УТ - УТ-3, протяженностью, в двухтрубном исчислении, 108,8 м;
- Замена трубопровода участка сети УТ-3- УТ-4, протяженностью, в двухтрубном исчислении, 46,5 м.

Часть 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ)

МОДЕРНИЗАЦИИ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Строительство ТНС №10

Мероприятие по техническому перевооружению тепловых сетей г. Кировска (см. пункт 8.4.) предполагает строительство новой насосной станции ТНС №10 с установкой двух насосов с устройствами плавного пуска.

Строительство новой эффективной насосной станции взамен ТНС4а

В результате обследования было выявлено, что имеющаяся насосная станция ТНС-4а, находящаяся в мкрн. Кукисвумчорр является неэффективной по следующим причинам:

- существующее насосное оборудование рассчитано на большую нагрузку;
- существующее насосное оборудование имеет повышенное электропотребление;
- существующее оборудование имеет низкий коэффициент полезного действия;
- существующее здание требует высоких эксплуатационных издержек;
- имеются потери сетевой воды через гидрорегулирование;
- имеется моральный и физический износ существующего оборудования.

Предлагается построить рядом с существующей современную, эффективную, надежную насосную станцию. Строительство новой насосной станции предполагается осуществить на базе насосов Wilo ($G=240 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=40 \text{ м вод.ст.}$, $N=37\text{кВт}$).

Часть 9. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

При актуализации на 2023 г., откорректированы мероприятия, планируемые на сетях.

ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Часть 1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ТИПАМ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (ИЛИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ АБОНЕНСКИХ ВВОДОВ) К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ПЕРЕВОД ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), НА ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Тепловой пункт (ТП) — один из главных элементов системы централизованного теплоснабжения зданий, выполняющий функции приема теплоносителя, преобразования (при необходимости) его параметров, распределения между потребителями тепловой энергии и учета ее расходования. В зависимости от предназначения, условий

присоединения потребителей к тепловой сети, требований заказчика и др. ТП составляется из ряда отдельных функциональных узлов.

Предлагается для применения в схеме вновь проектируемых потребителей стандартные автоматизированные блочные тепловые пункты (БТП) полной заводской готовности, предназначенные для присоединения к тепловой сети различных систем теплоснабжения и выполненные по типовым технологическим схемам с применением водоподогревателей на базе паяных или разборных пластинчатых теплообменников.

Актуальность перевода открытых систем горячего водоснабжения на закрытые схемы обусловлена следующими причинами:

- в случае открытой системы технологическая возможность поддержания температурного графика при переходных температурах с помощью подогревателей отопления отсутствует и наличие излома (70°C) для нужд ГВС приводит к «перетокам» в помещениях зданий;

- существует, перегрев горячей воды при эксплуатации открытой системы теплоснабжения без регулятора температуры горячей воды, которая фактически соответствует температуре воды в подающей линии тепловой сети.

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение расхода тепловой энергии на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;

- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;

- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;

- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, ликвидация «перетоков» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;

- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды, соответственно, затрат;

- снижение аварийности систем теплоснабжения.

Часть 2. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного сезона внешних климатических условиях и заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

В соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 при отпуске тепла от источников тепловой энергии системы теплоснабжения применяется качественное регулирование (по нагрузке отопления или по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения) согласно графику изменения температуры воды, в зависимости от температуры наружного воздуха.

Часть 3. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ

ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ПЕРЕХОДЕ ОТ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) К ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Для организации закрытой схемы горячего водоснабжения потребуется:

- выполнение гидравлического расчета тепловых сетей с учетом перехода на закрытую схему теплоснабжения с целью определения необходимости реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров и реконструкции ЦТП;
- реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметров;
- реконструкция ЦТП с установкой теплообменных аппаратов и перекладкой квартальных тепловых сетей и сетей водоснабжения;
- оснащение потребителей, подключенных непосредственно к тепловым сетям по открытой схеме, теплообменниками ГВС;
- замена стальных трубопроводов ГВС в зданиях на полимерные трубопроводы;
- реконструкция сетей водоснабжения с перераспределением расходов воды от источников на ИТП;
- реконструкция систем водоподготовки на источниках.

Схемой теплоснабжения предлагаются следующие этапы перехода на закрытую схему горячего водоснабжения:

- Определение дополнительных расчетных расходов холодной воды на нужды ГВС (ИТП и ЦТП);
- Оценка пропускной способности водопроводных сетей в зонах действия источников с выявлением магистральных, распределительных и квартальных сетей;
- Не требующих реконструкции;
- Подлежащих реконструкции с увеличением диаметров (прокладкой новых сетей) к ЦТП.

Определение объемов реконструкции сетей водоснабжения и требуемых инвестиций.

Разработка адресной программы перевода СЦТ на закрытую схему (ПИР и СМР) с учетом затрат на реконструкцию:

- Наружных водопроводных сетей;
- Квартальных тепловых сетей и внутренних сетей ГВС;
- ЦТП и ИТП;
- Системы водоподготовки на источниках.

При переходе на закрытую схему теплоснабжения рекомендуется организовать отдельный учет тепловой энергии на горячее водоснабжение в каждом тепловом пункте.

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

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

четырехтрубной схемы в условиях высокой плотности существующих коммуникаций.

4. Реконструкция существующих ИТП потребителей ГВС зданий потребителей на территории муниципального образования подключённых к тепловым сетям, имеющим открытую систему ГВС.

Схемой теплоснабжения, для таких потребителей предлагается организация закрытой схемы ГВС с модернизацией существующих ИТП потребителей и установкой теплообменников на ГВС. Предлагается для применения в схеме вновь проектируемых потребителей стандартные автоматизированные блочные тепловые пункты (БТП) полной заводской готовности, предназначенные для присоединения к тепловой сети различных систем теплоснабжения и выполненные по типовым технологическим схемам с применением водоподогревателей на базе паяных или разборных пластинчатых теплообменников.

БТП представляет собой собранные на раме в общую конструкцию отдельные функциональные узлы, как правило, в комплекте с приборами и устройствами контроля, автоматического регулирования и управления.

В разделе представим, в качестве примера, автоматизированные полностью укомплектованные в заводских условиях и поставляемые в виде готовых блоков БТП фирмы Danfoss.

Единообразие современных технических решений БТП и отлаженное их производство на заводах концерна «Данфосс», оснащенных современным оборудованием, позволяют:

- упростить процесс комплектации ТП оборудованием и материалами по сравнению с поставкой их на объект строительства «россыпью»;
- обеспечить высочайшее качество изготовления БТП;
- исключить заготовительные и серьезные монтажно-наладочные работы на месте, сведя их к установке блока в помещении ТП и подключению его к трубопроводам здания и сетям электроснабжения.

Широкое использование БТП дает возможность:

- провести модернизацию системы теплоснабжения в минимально короткие сроки;
- организовать оперативную и квалифицированную сервисную службу, сократив при этом общий персонал по обслуживанию ТП;
- обеспечить существенную экономию тепловой и электрической энергии при последующей эксплуатации систем теплоснабжения, подключенных к автоматизированным БТП;
- выполнять оплату за тепловую энергию по факту ее потребления;
- внедрить систему диспетчерского контроля, управления и учета теплоснабжения из единого центра.

Решения по автоматизации БТП реализуются на электротехнических, электронных и гидромеханических средствах. Контроллеры (электронные средства) в автоматическом режиме обеспечивают:

- погодную коррекцию температуры теплоносителя, подаваемого в системы отопления и вентиляции;
- постоянную температуру воды в системе ГВС;

- программирование различных температурных режимов по часам суток и дням недели;
- ограничение максимальных и минимальных значений регулируемых температур теплоносителя и горячей воды;
- контроль по заданному погодозависимому графику температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть системы теплоснабжения;
- остановку систем отопления на лето с кратковременными периодическими включениями насосов и регулирующих клапанов;
- управление циркуляционными насосами с защитой их от сухого хода;
- поддержание заданного статического давления в системах теплоснабжения, подключенных к системе теплоснабжения по независимой схеме;
- подключение к системе диспетчеризации по физическим, GSM, TCP/IP каналам связи;
- архивирование данных;
- аварийную сигнализацию;
- мониторинг давлений.

В качестве таких средств применяются контроллеры Danfoss серии ECL Comfort с различными управляющими ключами и аппаратно-расширяемые контроллеры ECL Apex 20. Набор интерфейсных модулей и программных средств обеспечит подключение контроллеров к большинству современных SCADA-систем. Контроллеры Danfoss отличаются интуитивно понятным, ориентированным на пользователя человеко-машинным интерфейсом, не требуют специальных знаний из области информационных технологий, просты в запуске и обслуживании.

Электротехнические средства реализуются в виде электросиловых шкафов и шкафов автоматики и обеспечивают:

- коммутацию электросилового оборудования БТП,
- при необходимости ручное вмешательство оператора в работу БТП,
- индикацию состояния оборудования,
- ввод электроэнергии и защитные функции.

При исполнении электрических шкафов используются компоненты ведущих европейских производителей.

Гидромеханические средства обеспечивают:

- поддержание заданного статического давления в системах теплоснабжения, подключенных к системе теплоснабжения по независимой схеме;
- постоянный расход греющего теплоносителя через первую ступень двухступенчатого водонагревателя системы ГВС;
- стабилизацию перепада давлений теплоносителя для систем отопления и вентиляции на выходе из теплового пункта (опционально);
- поддержание постоянного перепада давлений на регулирующих клапанах со стороны тепловой сети.

Перечень технологических схем стандартных автоматизированных блочных

тепловых пунктов Danfoss рекомендуемых к внедрению на объектах ГУП ТЭК СПб.

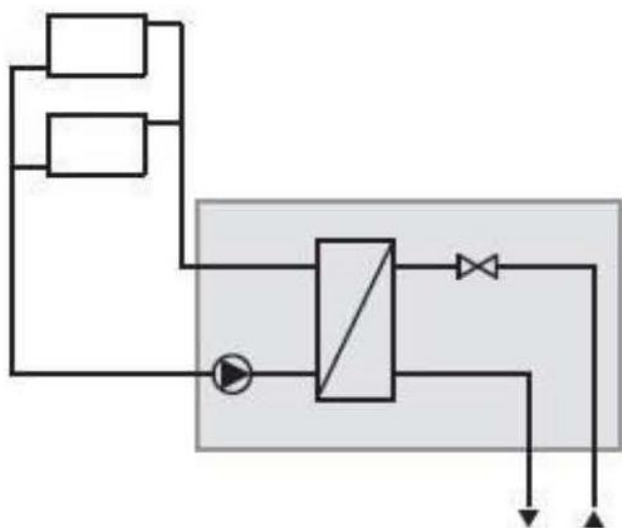


Рисунок 9.3.1 - №1 - Независимая система присоединения к тепловой сети через теплообменник без системы горячего водоснабжения

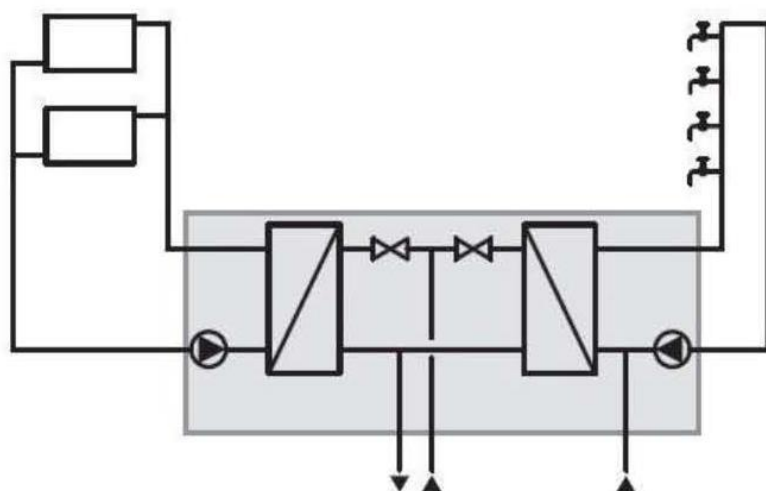


Рисунок 9.3.2 - №2 - Независимая система присоединения к тепловой сети через теплообменник с одноступенчатым водопроигрывателем системы горячего водоснабжения

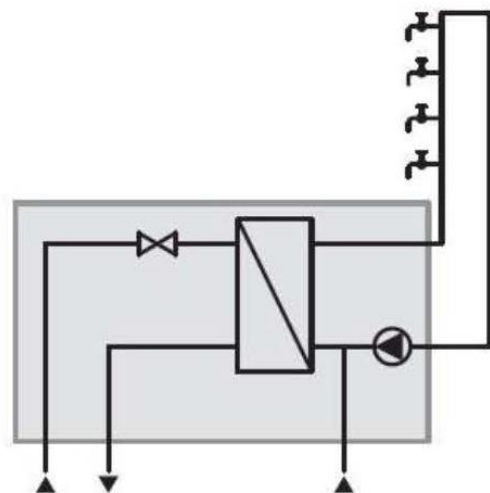


Рисунок 9.3.3 - №3 - Независимая система присоединения к тепловой сети через теплообменник без системы отопления и вентиляции

Часть 4. РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ ДЛЯ ПЕРЕХОДА ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Суммарная стоимость установки АИТП у всех потребителей г. Кировск с полным переходом на закрытую схему теплоснабжения составит 398,410 млн.руб.

Кроме экономии на подпитке, снизится суммарный расход на сетевых насосах, что даст дополнительный положительный экономический эффект.

Отсутствие водоразбора из тепловой сети позволит перейти на стабильный постоянный гидравлический режим с качественным регулированием отпуска тепловой энергии, что сильно повысит качество теплоснабжения. У потребителей появится собственный инструмент регулирования качества и количества своего теплоснабжения, причем все регулировки внутри потребителя будут мало влиять на гидравлический режим работы всей тепловой сети, но при этом все искусственные «перетопы и недотопы» будут учитываться индивидуальными приборами учета.

Часть 5. ОЦЕНКА ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) И ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Ключевыми критериями для перехода на закрытую систему присоединения ГВС будут являться:

- 1) Для источников и тепловых сетей:
 - увеличение срока службы водогрейных котлов;
 - увеличение срока службы магистральных и квартальных тепловых сетей;
 - снижение нагрузки на систему подпитки теплосети;

2) Для потребителей:

- улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение «перетоков» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;
- соответствие качества горячей воды санитарным нормам.

Переход на независимые схемы позволит широко применять автоматизацию процессов регулирования и повышать надежность теплоснабжения. При внедрении, совместно с «закрытием» системы ГВС независимых схем теплоснабжения городских объектов, отопительное оборудование потребителей гидравлически изолируется от сетей производителя тепла, что позволяет использовать более эффективные и безаварийные режимы работы насосного оборудования как в автоматизированных индивидуальных тепловых пунктах (АИТП) потребителя, так и на магистральных и внутриквартальных сетях ресурсоснабжающих организаций (РСО).

Также следует отметить возможные эффекты для потребителей:

- снижение платежей за горячую воду при стоимости теплоносителя выше стоимости водопроводной воды;
- соблюдение температуры горячей воды;
- уменьшение сливов при отсутствии циркуляции;
- повышение достоверности и снижение стоимости приборного учета.

Возможны эффекты от перехода также и для теплоснабжающей организации:

- ликвидация убытков при тарифе на теплоноситель ниже реальных затрат;
- возможность получения дополнительных доходов от эксплуатации ИТП;
- улучшение режимов в тепловых сетях с возможностью подключения новых потребителей;
- повышение качества теплоносителя с уменьшением внутренней коррозии оборудования.

Часть 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ

Источниками инвестиций могут быть бюджетные средства г. Кировск, средства ресурсоснабжающей организации, а также средства иных заинтересованных лиц в виде инвестиций.

Часть 7. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТАКИХ СИСТЕМ НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Федеральным законом от 30.12.2021 № 438-ФЗ внесены изменения в федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. от 30.12.2021) "О теплоснабжении" о обязательной оценке экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в порядке, установленном Правительством Российской Федерации (часть 3 статьи 23). На момент актуализации Схемы теплоснабжения муниципального округа город Кировск Мурманской области не утвержден порядок определения экономической эффективности перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения (часть 1 статьи 4).

Часть 8. ОПИСАНИЕ АКТУАЛЬНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПЕРЕОБОРУДОВАННЫХ ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

Данная глава дополнена согласно Федеральному закону от 30.12.2021 № 438-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении»»

ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

Часть 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЫХ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО И ЛЕТНЕГО ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Таблица 10.1.1 - Перспективное потребление основного топлива источниками тепловой энергии

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2034
ПАО "ТГК-1" филиал "Кольский"										
Апатитская ТЭЦ										
Зимний	т.у.т.	309373	301762	306080	306080	306080	306080	306080	306080	306080
Летний	т.у.т.	24941	28879	24674	24674	24674	24674	24674	24674	24674
Годовое потребление	т.у.т.	334314	63641	330754	330754	330754	330754	330754	330754	330754
	т.	479499,11	463317	464918	464918	464918	464918	464918	464918	464918
Максимально часовой расход	т.у.т./час	64,61	63,02	63,93	63,93	63,93	63,93	63,93	63,93	63,93
КФ АО "Апатит"										
Котельная АНОФ-3										
Зимний	т.у.т.	67973,9	67897	67897	67897	67897	67897	67897	67897	67897

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2034
Летний	т.у.т.	7425,6	7689	7689	7689	7689	7689	7689	7689	7689
Годовое потребление	т.у.т.	75399,5	75586	75586	75586	75586	75586	75586	75586	75586
	т.	55066	54772	54772	54772	54772	54772	54772	54772	54772
Максимально часовой расход	т.у.т./час	13,72	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71
МУП «Хибины»										
БМЭК										
Зимний	т.у.т.	3162	3114	3114	3114	3114	3114	3114	3114	3114
Летний	т.у.т.	195,1	195	195	195	195	195	195	195	195
Годовое потребление	т.у.т.	3357,1	3309	3309	3309	3309	3309	3309	3309	3309
	тыс. кВт*ч	27294,108	26906	26906	26906	26906	26906	26906	26906	26906
Максимально часовой расход	т.у.т./час	0,547	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55

ЧАСТЬ 2. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НОРМАТИВНЫХ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА

Апатитская ТЭЦ

Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ) состоит из неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ), который утверждается на первое число каждого месяца Министерством энергетики РФ. ННЗТ утверждается на 3 года. Нормативный неснижаемый запас топлива (угля) на складах Апатитской ТЭЦ составляет 9,208 тыс. тонн.

Котельная АНОФ-3

Основание для разработки документа «Расчет нормативов запаса топлива» - Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 10 августа 2012 г. N 377 г. "О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения".

Во избежание «размораживания» трубопроводов тепловых сетей, внутренних отопительных систем потребителей, а также наружных трубопроводов инженерных коммуникаций котельных в режиме ограничения при достижении ННЗТ отключения с дренированием или переключения с потенциальной возможностью нарушения циркуляции теплоносителя в схеме со штатным режимом теплоснабжения не производится за исключением:

- аварийных ситуаций, решения по которым принимаются в каждом конкретном случае; нижеследующих мероприятий.

В целях снижения теплопотребления выполняются следующие мероприятия:

- отключение ГВС у всех потребителей;
- снижается температура прямой сетевой воды на источнике до уровня, обеспечивающего температуру воздуха внутри помещений потребителей тепла от котельной для жилфонда +12°C;
- для производственных и служебных помещений +8°C;
- снижается расход тепла на технологические нужды предприятия, вплоть до полного отключения;
- исходя из местных условий - снижается до минимально-безопасного расход тепла на собственные нужды котельной.

Все мероприятия по ограничению теплопотребления к нормальному режиму производятся по распоряжению технического директора – главного инженера предприятия.

Нормативный запас топлива на источниках тепловой энергии котельной АНОФ-3 КФ АО «Апатит» представлен в таблице ниже.

Таблица 10.2.2 - Нормативные запасы топлива АНОФ-3

Котельная	Вид топлива	Норматив общего запаса топлива (ОНЗТ), тн	В том числе	
			неснижаемый (ННЗТ), тн	эксплуатационный (НЭЗТ), тн
АНОФ-3	Мазут М-100	2852	779	2073

Часть 3. ВИД ТОПЛИВА ПОТРЕБЛЯЕМЫЙ ИСТОЧНИКОМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА.

Таблица 10.3.1 - Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива

№	Наименование теплового источника	Вид топлива	Фактический расход за 2021	
			в т.у.т.	тонн (тыс.кВт*ч)
1	Апатитская ТЭЦ	Уголь	334314,00	479499,11
		Мазут	683	595
2	Котельная АНОФ-3	Мазут	75399,50	55066,00
3	БМЭК	Электроэнергия	3357,1	27294,108

На территории муниципального образования возобновляемые источники тепловой энергии отсутствуют, ввод новых либо реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии не планируется.

Часть 4. ВИД ТОПЛИВА (В СЛУЧАЕ, ЕСЛИ ТОПЛИВОМ ЯВЛЯЕТСЯ УГОЛЬ, - ВИД ИСКОПАЕМОГО УГЛЯ В СООТВЕТСТВИИ С МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫМ СТАНДАРТОМ [ГОСТ 25543-2013](#) "УГЛИ БУРЫЕ, КАМЕННЫЕ И АНТРАЦИТЫ. КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ГЕНЕТИЧЕСКИМ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ"), ИХ ДОЛИ И ЗНАЧЕНИЯ НИЗШЕЙ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В качестве топлива на Апатитской ТЭЦ используют каменные угли Кузнецкого и Хакасского месторождений.

Таблица 10.4.1 - Виды топлива и значения низшей теплоты сгорания

№	Вид топлива	Марка	Ед. изм.	Низшая теплота сгорания
Апатитская ТЭЦ филиала "Кольский" ПАО "ТГК-1"				
1	Уголь кузнецкого месторождения	«Д»	ккал/кг	5450
2	Уголь Хакасского месторождения	«Д»	ккал/кг	4800
КФ АО "Апатит"				
	Мазут	-	кДж/кг	39920

Часть 5. ПРЕОБЛАДАЮЩИЙ В ПОСЕЛЕНИИ, ГОРОДСКОМ ОКРУГЕ ВИД ТОПЛИВА, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ ПО СОВОКУПНОСТИ ВСЕХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИХСЯ В СООТВЕТСТВУЮЩЕМ ПОСЕЛЕНИИ, ГОРОДСКОМ ОКРУГЕ.

В муниципальном округе город Кировск преобладающим видом топлива является уголь.

Часть 6. ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.

Направлений по переводу котельных на другие виды топлива отсутствуют.

Часть 7. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТОПЛИВНЫХ БАЛАНСАХ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОСТРОЕННЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Описание изменений перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения представлен в таблице ниже.

Таблица 10.7.1 - Изменения в перспективных топливных балансах

№	Источник тепловой энергии	Вид топлива	Перспективное потребление топлива, т у.т.		
			Предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	На базовый год актуализации 2021	Изменения
ПАО "ТГК-1" филиал "Кольский"					
1	Апатитская ТЭЦ	Уголь	306177	334314,00	28137
КФ АО "Апатит"					
2	Котельная АНОФ-3	Мазут	70626	75399,5000	4773,5
МУП «Хибины»					
3	БМЭК	Электроэнергия	7956,916	3309,00	-4647,916

ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Часть 1. МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ОТКАЗАМ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫМ СИТУАЦИЯМ), СРЕДНЕЙ ЧАСТОТЫ ОТКАЗОВ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем

централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж]. Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты $R_{ит} = 1$;
- тепловых сетей $K_c = 1$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 1$.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе K_g принимается 1.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С.

На рисунке 11.1.1 представлена диаграмма статистики отказов тепловых сетей.



Рисунок 11.1.1 Диаграмма статистики отказов тепловых сетей за последние 5 лет

Часть 2. МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЯМ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, НА КОТОРЫХ ПРОИЗОШЛИ АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ), СРЕДНЕГО ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Время восстановления повреждений на тепловых сетях не превышает нормы восстановления теплоснабжения, определенные в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» и в «Правилах предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов», утвержденных Постановлением от 06.05.2011 г. № 354.

Часть 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА (АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ) И БЕЗОТКАЗНОЙ (БЕЗАВАРИЙНОЙ) РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО ОТНОШЕНИЮ К ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ПРИСОЕДИНЕННЫМ К МАГИСТРАЛЬНЫМ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТЕПЛОПРОВОДАМ

Результаты расчета надежности по всем 12-ти путям с разделением по каждому конкретному источнику тепловой энергии представлены ниже (таблица 11.4.13, рисунок 11.4.16). Здесь и далее, каждой степени надежности системы теплоснабжения соответствует своя цветовая раскраска, позволяющая максимально быстро определить степень

надежности визуально.

Таблица 11.3.1 - Результаты расчета надежности (по степени надежности)

№ расчетного пути	Наименование направления	Средняя вероятность безотказной работы системы P_c	Степень надежности системы теплоснабжения	Длина расчетного пути, м	Средний по расчетному пути год прокладки трубопроводов
Зона действия Апатитской ТЭЦ					
1	Направление №1	76%	Надежная	11271	1994
2	Направление №2	80%	Надежная	10796	1987
3	Направление №3	72%	Надежная	13598	1987
4	Направление №4	93%	Высоконадежная	5985	1997
5	Направление №5	93%	Высоконадежная	1732	1986
6	Направление №6	63%	Малонадежная	3279,5	1979
7	Направление №7	95%	Высоконадежная	2392,7	1989
Зона действия котельной АНОФ-3					
8	Направление №1	86%	Надежная	1825	1980
9	Направление №2	83%	Надежная	2311	1980
10	Направление №3	61%	Малонадежная	14723,7	1985
Зона действия электрической БМК н.п. Коашва					
11	Направление №1	91%	Высоконадежная	2198	1984
12	Направление №2	97%	Высоконадежная	1137	1986

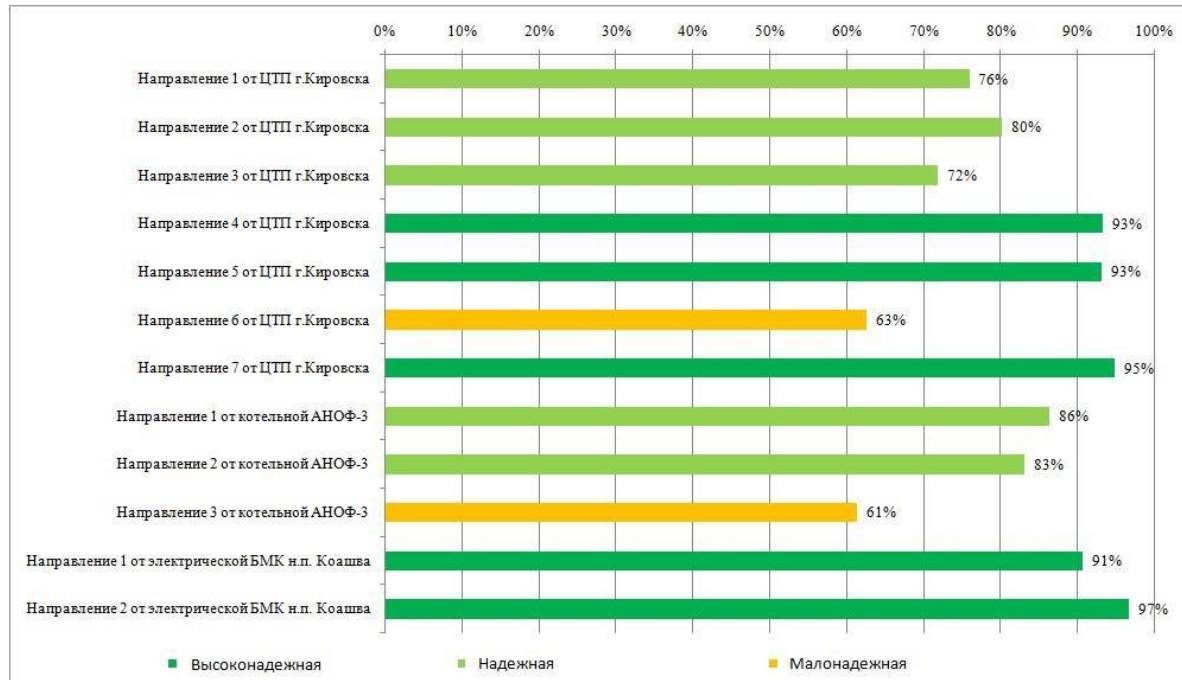


Рисунок 11.3.1 Результаты расчета надежности

На основании полученных данных можно сделать следующий вывод:

Малонадежными являются только 2 из расчетных путей. Небольшая степень надежности объясняется большой протяженностью сети, либо длительным сроком эксплуатации.

Надежными являются 5 из расчетных путей.

Остальные расчетные пути (5) имеют наивысшую степень надежности. Своевременный ремонт тепловых сетей позволяет снизить количество аварийных ситуаций, что положительно сказывается на уровне надежности всей системы.

Ниже представлены графики зависимости средней вероятности безотказной работы системы P_c от протяженности расчетного пути, а также от среднего по расчетному пути года прокладки трубопроводов.

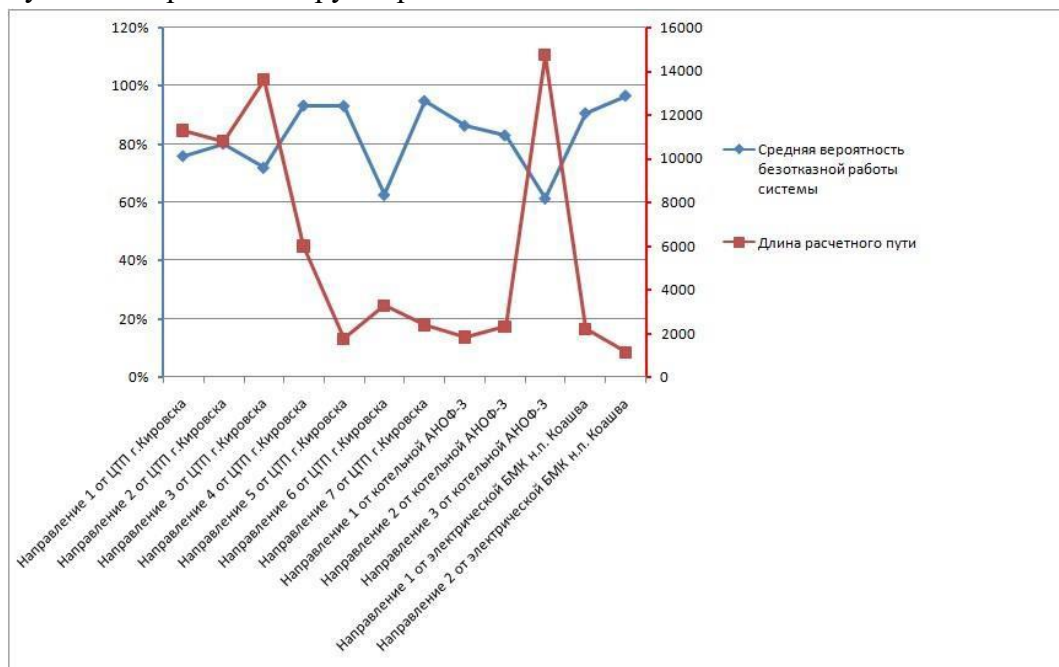


Рисунок 11.3.2 - Зависимость средней вероятности безотказной работы системы P_c от протяженности расчетного пути

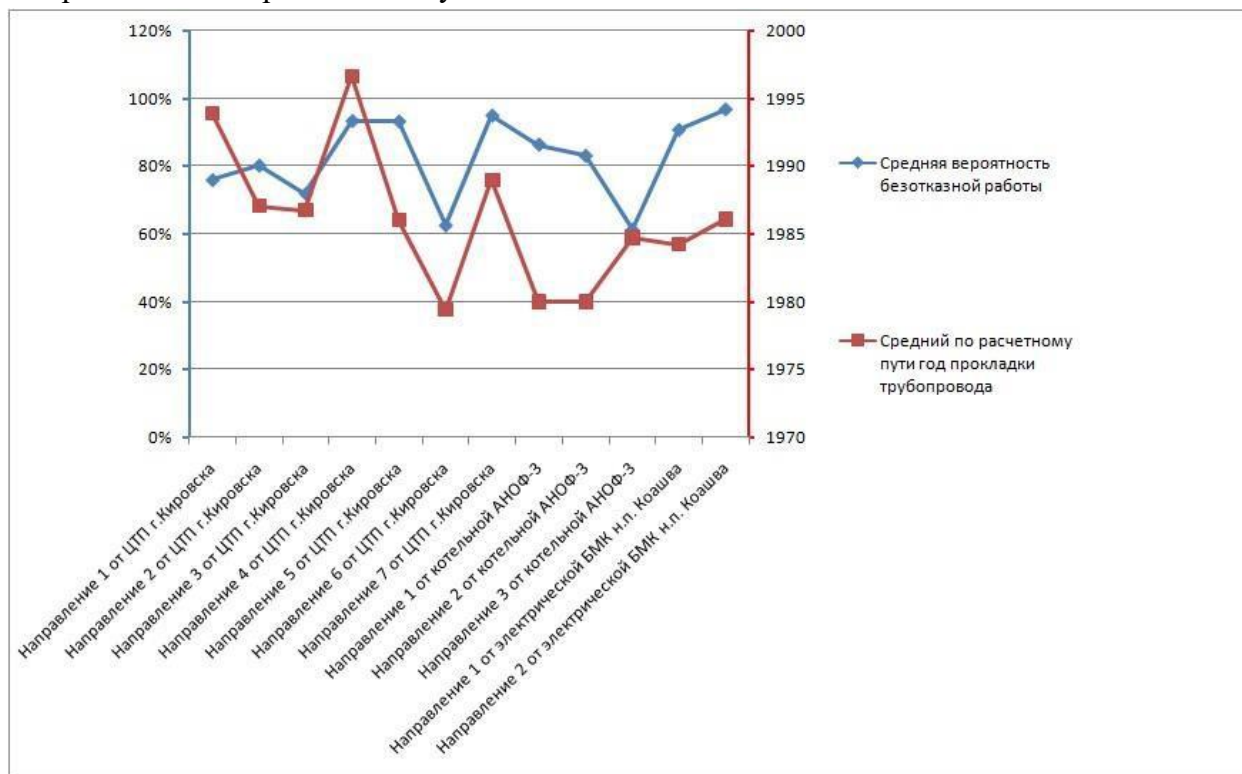


Рисунок 11.3.3 - Зависимость средней вероятности безотказной работы системы P_c от среднего по расчетному пути года прокладки трубопроводов

Часть 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГОТОВНОСТИ ТЕПЛОПРОВОДОВ К НЕСЕНИЮ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,90 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением следующего алгоритма:

Определение пути передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

На основе обработки данных по отказам и восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

- λ_0 – средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет ($1/(\text{км} \cdot \text{год})$);
- λ_0 – средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 3 до 17 лет ($1/(\text{км} \cdot \text{год})$);
- λ_0 – средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет ($1/(\text{км} \cdot \text{год})$);
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка;

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность $[1/(\text{км} \cdot \text{год})]$ или $[1/(\text{км} \cdot \text{ч})]$. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов [14 том 3 Список Литературы], при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t} \times (3.1)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$, $[1/\text{ч}]$, где L_i – протяженность каждого участка, $[\text{км}]$.

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов

рекомендуется использовать зависимости от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$= \lambda_0 \cdot 0,1\tau^{\alpha-1}, \quad (3.2)$$

где τ – срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ – возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda t = \lambda_0 = \text{const}$. А λ_0 это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Для расчета Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha = \begin{matrix} 0,8 & 0 < \tau < 3 \\ 1 & 3 < \tau < 17 \\ 0,5 & e^{(\tau/20)} & \tau > 17 \end{matrix} \quad (3.3)$$

На рисунке ниже приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;

в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

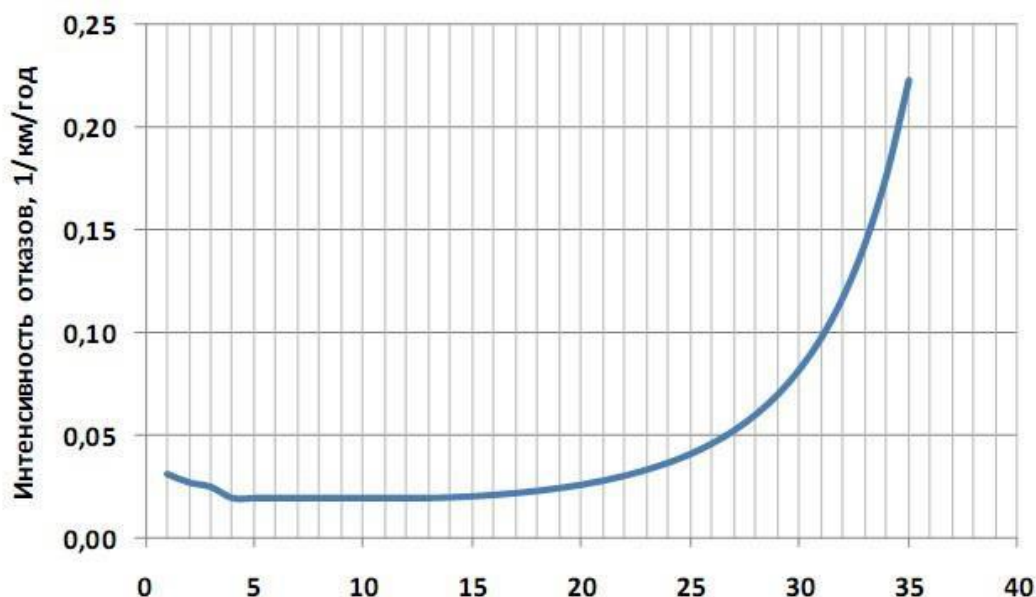


Рисунок 11.4.1 - Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.

По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления).

С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплоснабжения (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя - событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t = t_n + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t' - t - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)} \quad (3.4)$$

где t_n – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С; z – время, отсчитываемое после начала исходного события, ч;

t' – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

t_n – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С; Q_0 – подача теплоты в помещении, Дж/ч; $q_0 V$ – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч·°С); β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до +12 °С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\frac{Q_0}{q_0 V} = 0$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \ln \frac{(t' - t)}{(t_n - t)} \quad (3.5)$$

где t – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°С для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха, например, для города N-ска (см. таблицу ниже) при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta=40$ часов.

Таблица 11.4.1 – Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12°С
-50,0	0	3,7
-45	0	3,8
-40	0	4,28
-35	0	4,6
-30	0	5,1
-25	2	5,7
-20	19	6,4
-15	240	7,4
-10	759	8,8

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12°С
-5	1182	10,8
-0	1182	13,9
5	1405	19,6
10	803	33,9

На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя.

В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей рекомендуется использовать эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a + (b + cl) D^{1.2}, \quad (3.6)$$

Где a , b - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;

l - расстояние между секционирующими задвижками, м;

D - условный диаметр трубопровода, м.

Расчет рекомендуется выполнять для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- по уравнению (3.6) вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения (3.5) вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли (3.7) и поток отказов (3.8) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры +12°С.

$$\tau = 1 - \frac{z_{i,j}}{z_p} \cdot \frac{\tau_j}{\tau_m} \quad (3.7)$$

$$\bar{\omega} = \lambda_q L_q \sum_{j=1}^{i=N} \tau_{i,j} \quad (3.8)$$

Вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$\rho_i = \exp(-\bar{\omega}_i) \quad (3.9)$$

Произведем расчет надежности в соответствии с методикой, изложенной в п. 3.1, на примере конкретного участка тепловой сети г. Кировска, например, участка "IV-

тк-15 – IV-тк- 16". Конечный результат расчета надежности представлен в виде сводной таблицы (таблица 11.4.3). Разберем по порядку расчет надежности, следуя от столбца к столбцу (таблица 11.4.2). В таблице даны конкретные значения выбранного участка, а также общие пояснения к расчету (для прочих участков и пути в целом).

Таблица 11.4.2 - Исходные данные для расчета участка

№ участка п/п	Наименование участка		длина	диаметр	Год ввода участка	Срок эксплуатации	Коэф-т	Средневзвешенная интенсивность на 1км	Интенсивность отказов участка
	Начало	Конец	L	D		τ	α	$\lambda_0=f(\tau)$	λ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	IV-тк-15	IV-тк-16	60	0,207	1976	38	2,93	0,22	2,31

Таблица 11.4.3 - Пример сводной таблицы расчета

Время обходимое для ликвидации повреждения	Накопленная частота	Поток отказов	Вероятность безотказности	Средняя вероятность работы	Степень надежности
z_p	\bar{z}	$\omega \bar{t}$	p_i	$P_c = P_{p_i}$	
11	12	13	14	15	16
9,09	0,1191	0,0165	0,983635	0,983635	Высоконадежная

Таблица 11.4.4 Порядок расчета надежности

№ столбца (рисунок 3.2)	Наименование столбца	Примечание к расчету
Исходные данные		
1	№ участка п/п	Порядковый номер участка. В примере рассматривается только один участок, однако при расчете пути от источника до конечного потребителя таких участков будет несколько десятков.
2	Наименование участка. Начало	IV-тк-15
3	Наименование участка. Конец	IV-тк-16
4	Длина участка L, м	60
5	Диаметр трубопровода на участке D, м	0,207
6	Год ввода участка в эксплуатацию	1976
Расчет		

№ столбца (рисунок 3.2)	Наименование столбца	Примечание к расчету	
7	Срок эксплуатации участка τ , лет	$\tau = 2014 - 1976 = 38$ лет	
8	Коэффициент α	$0,8$ при $0 < \tau \leq 3$	(временной отрезок 1)
		$\alpha = \{ 1$ при $3 < \tau \leq 17$	(временной отрезок 2)
		τ $0,5 \times e^{20}$ при $\tau > 17$	(временной отрезок 3)
		$\alpha = 0,5 \cdot e^{36/20} = 2.93$	
9	Средневзвешенная частота (интенсивность) отказов λ_0 , 1/(км·год)	Т.к. за период 2008-2013 имеются статистические данные об отказах и суммарная протяженность тепловых сетей ΣL (таблица 3.3), λ_0 рассчитана для каждого временного отрезка как: $\lambda_0 = N/\Sigma L$ Результат расчета λ_0 представлен в таблице 3.4 $\lambda_0 = 0,22$	
10	Частота (интенсивность) отказов участка λ , 1/(км·год)	Имея значения λ_0 для всех трех временных периодов, можем рассчитать λ для всех τ от 1 до бесконечности с шагом в 1 год. Однако, анализ расчета λ показал, что при $\tau > 35$ лет формула неприменима, т.к. частота отказов стремительно возрастает. Поэтому при $\tau > 35$ лет, считаем частоту отказов постоянной и равной λ при $\tau = 35$ лет. Результаты расчета $\lambda = f(\tau)$ представлены в таблице 3.6 $\lambda \tau = \lambda_0 \cdot 0,1 \tau \alpha - 1 = 0,22 \cdot (0,1 \cdot 35) 2.88 - 1 = 2.31$	
11	Время, необходимое для ликвидации повреждения z_p , ч	$z_p = a[1 + b + c l c 3 D 1,2]$, где для подземных теплопроводов в непроходных каналах значения коэффициентов соответственно равны: $a=6$, $b=0,5$, $c=0,0015$. $z_p = 6 \cdot (1 + (0,5 + 0,060 \cdot 10) 1,01,2) = 9,090$	
12	Относительная доля (накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до +12°C меньше, чем время ремонта повреждения) \bar{z}	$\bar{z} = (1 - \frac{z_{i,j}}{z_p} \times \frac{n_j}{n_{\text{топ}}})$ Накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до +12°C меньше, чем время ремонта повреждения \bar{z} вычисляется для каждой градации температур при конкретном значении z_p для данного участка пути (пример расчета \bar{z} для участка "IV-тк-15 - IV-тк-16" представлен в таблице 3.5). $\bar{z} = 0,1191$	
13	Поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры внутри помещения до +12°C $\omega \bar{l}$	$j=N$ $\omega \bar{l} = \lambda l L_i \times \sum_{j=1} z \bar{l}_j$ $\omega \omega \bar{l} = 2,31 \cdot 60 \cdot 0,1191/1000 = 0,0165$	

№ столбца (рисунок 3.2)	Наименование столбца	Примечание к расчету
14	Вероятность безотказной работы участка относительно абонента p_i	$p_i = \exp(-\omega_i)$ $p_i = \exp(-0,0165) = 0,983635$
15	Средняя вероятность безотказной работы системы	$p_c = \prod p_i$ Когда участков в расчетном пути более одного, вероятность безотказной работы системы (пути) p_c будет равна произведению вероятностей безотказной работы каждого из участков. Для рассматриваемого участка ("IV-тк-15 - IV-тк-16") p_c равна: $p_c = 0,983635$
16	Степень надежности системы теплоснабжения	В зависимости от полученных показателей надежности отдельные системы и системы коммунального теплоснабжения города (населенного пункта) с точки зрения надежности могут быть оценены как: высоконадежные: более 0,9; надежные: 0,75-0,89; малонадежные: 0,5-0,74; ненадежные: менее 0,5. Графическое представление показателей надежности представлено на рисунке 3.2. Конкретно участок "IV-тк-15 - IV-тк-16" имеет класс надежности – высоконадежный.

Таблица 11.4.5 Статистика отказов по годам и временным периодам

Срок эксплуатации τ	Количество отказов N, шт./год				
	2014	2015	2016	2017	2018
$1 < \tau \leq 3$ (временной отрезок 1)	0	0	0	0	0
$3 < \tau \leq 17$ (временной отрезок 2)	7	9	11	13	4
$\tau > 17$ (временной отрезок 3)	14	17	22	27	8
Сумм.протяженность тепловых сетей ΣL , км	81,86	81,86	81,86	81,86	81,86

Таблица 11.4.6 - Расчет средневзвешенной частоты (интенсивность) отказов λ_0

Срок эксплуатации τ	Средневзвешенная частота (интенсивность) отказов $\lambda_0 = f(\tau)$, 1/(км·год)					
	2014	2015	2016	2017	2018	Ср.значение за период 2014-2018
$1 < \tau \leq 3$ (временной отрезок 1)	0	0	0	0	0	0

Срок эксплуатации τ	Средневзвешенная частота (интенсивность) отказов $\lambda_0=f(\tau)$, 1/(км·год)					
	2014	2015	2016	2017	2018	Ср. значение за период 2014-2018
$3 < \tau \leq 17$ (временной отрезок 2)	0,09	0,11	0,13	0,16	0,05	0,11
$\tau > 17$ (временной отрезок 3)	0,17	0,21	0,27	0,33	0,1	0,22

Таблица 11.4.7 - Пример расчета \bar{z} для участка IV-тк-15 - IV-тк-16

№	Температура наружного воздуха t_i , °C	Повторяемость температур наружного воздуха (n_i), ч	Время снижения темп. воздуха внутри помещения до +12°C (18 - τ_j) $z_{i,j} = \beta \times \ln \frac{(18 - \tau_j)}{(12 - \tau_j)}$	$\bar{z} = (1 - \frac{z_{i,j}}{z_p} \times \frac{n_j}{n_{\text{оп}}})$ Только положительные значения $z^{* \ast}$
1	-41	4	4,29	0,0043
2	-40	4	4,37	0,0042
3	-39	7	4,45	0,0062
4	-38	9	4,53	0,0081
5	-37	9	4,62	0,0080
6	-36	7	4,71	0,0059
7	-35	14	4,81	0,0114
8	-34	9	4,90	0,0075
9	-33	9	5,01	0,0073
10	-32	7	5,11	0,0053
11	-31	4	5,22	0,0034
12	-30	14	5,34	0,0100
13	-29	9	5,46	0,0065
14	-28	2	5,59	0,0016
15	-27	2	5,72	0,0015
16	-26	2	5,86	0,0014
17	-25	2	6,01	0,0014
18	-24	2	6,17	0,0013
19	-23	7	6,33	0,0037
20	-22	14	6,50	0,0069
21	-21	4	6,68	0,0021
22	-20	4	6,87	0,0020
23	-19	9	7,08	0,0036
24	-18	2	7,29	0,0008
25	-17	2	7,52	0,0007

№	Температура наружного воздуха t_i , °C	Повторяемость температур наружного воз- духа (n_i), ч	Время снижения темп. воздуха внутри помещения до +12°C (18 - τ_j) $z_{i,j} = \beta \times \ln \frac{(18 - \tau_j)}{(12 - \tau_j)}$	$\bar{z} = (1 - \frac{z_{i,j}}{z_p} \times \frac{n_j}{n_{\text{топ}}})$ Только положительные значения z^{**} *
26	-16	2	7,77	0,0006
27	-15	7	8,03	0,0014
28	-14	4	8,31	0,0007
29	-13	12	8,60	0,0011
30	-12	9	8,93	0,0003
31	-11	14	9,27	0,0000
32	-10	16	9,65	0,0000
33	-9	19	10,0	0,0000
34	-8	21	10,4	0,0000
35	-7	26	10,9	0,0000
36	-6	33	11,5	0,0000
37	-5	50	12,0	0,0000
38	-4	14	12,7	0,0000
39	-3	21	13,4	0,0000
40	-2	16	14,2	0,0000
41	-1	14	15,1	0,0000
42	0	16	16,2	0,0000
43	1	14	17,4	0,0000
44	2	9	18,8	0,0000
45	3	7	20,4	0,0000
46	4	21	22,3	0,0000
47	5	24	24,7	0,0000
48	6	14	27,7	0,0000
49	7	4	31,5	0,0000
50	8	24	36,6	0,0000
Σ	-	-	-	0,1191

*Данные для расчета $z_p=9,090$ ч, $n_{\text{топ}}=24 \times 247=5928$ ч (количество дней работы системы отопления по СП 131.13330.2012 Строительная климатология равно 247 суток)

**Только положительные значения \bar{z} необходимы для того, чтобы выделить события, при которых время снижения температуры до +12°C меньше, чем время ремонта повреждения).

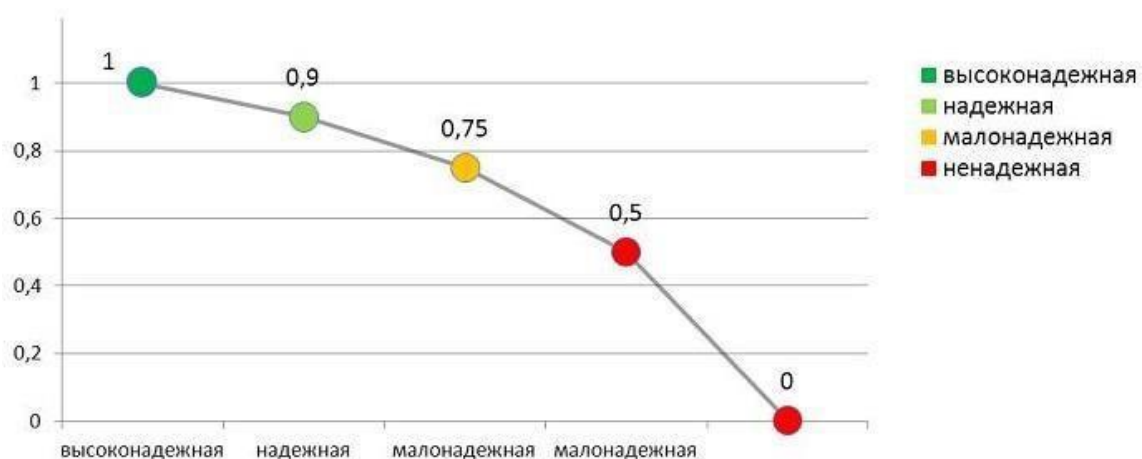


Рисунок 11.4.2 Показатели степени надежности системы теплоснабжения

Таблица 11.4.8 - Расчет частоты отказов участков λ

Срок эксплуатации, лет	1-3	4-17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Значение коэффициента α	0,8	1	1,23	1,29	1,36	1,43	1,5	1,58	1,66	1,75	1,83
Средневзвешенная частота отказов $\lambda_0=f(\tau)$, 1/(км·год)	0,01	0,11	0,22								
Частота отказов λ , 1/(км·год)	0	0,11	0,25	0,27	0,28	0,3	0,33	0,36	0,39	0,44	0,49
Срок эксплуатации, лет	27	28	29	30	31	32	33	34	35	27	28
Значение коэффициента α	1,93	2,03	2,13	2,24	2,36	2,48	2,6	2,74	2,88	1,93	2,03
Средневзвешенная частота отказов $\lambda_0=f(\tau)$, 1/(км·год)	0,22										
Частота отказов λ , 1/(км·год)	0,55	0,63	0,73	0,86	1,02	1,23	1,49	1,84	2,31	0,55	0,63

Расчетные пути для определения надежности теплоснабжения

В МО г.Кировска имеется 3 источника теплоснабжения:

- Апатитская ТЭЦ (ЦТП г.Кировска)
- Электрическая БМК н.п.Коашва
- Котельная АНОФ-3

На рисунках ниже представлено их расположение на карте МО города Кировск.

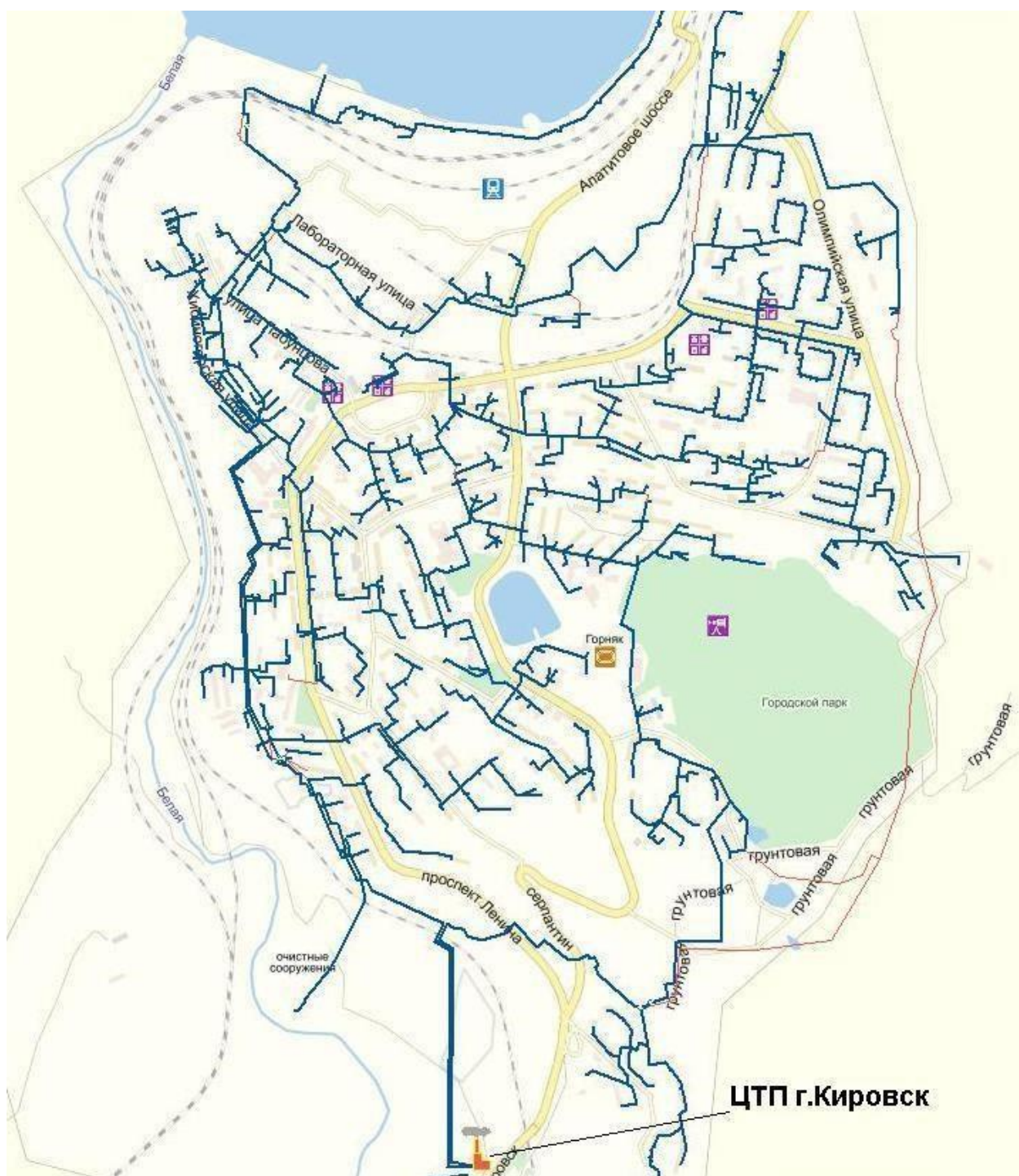


Рисунок 11.4.3 Расположение ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

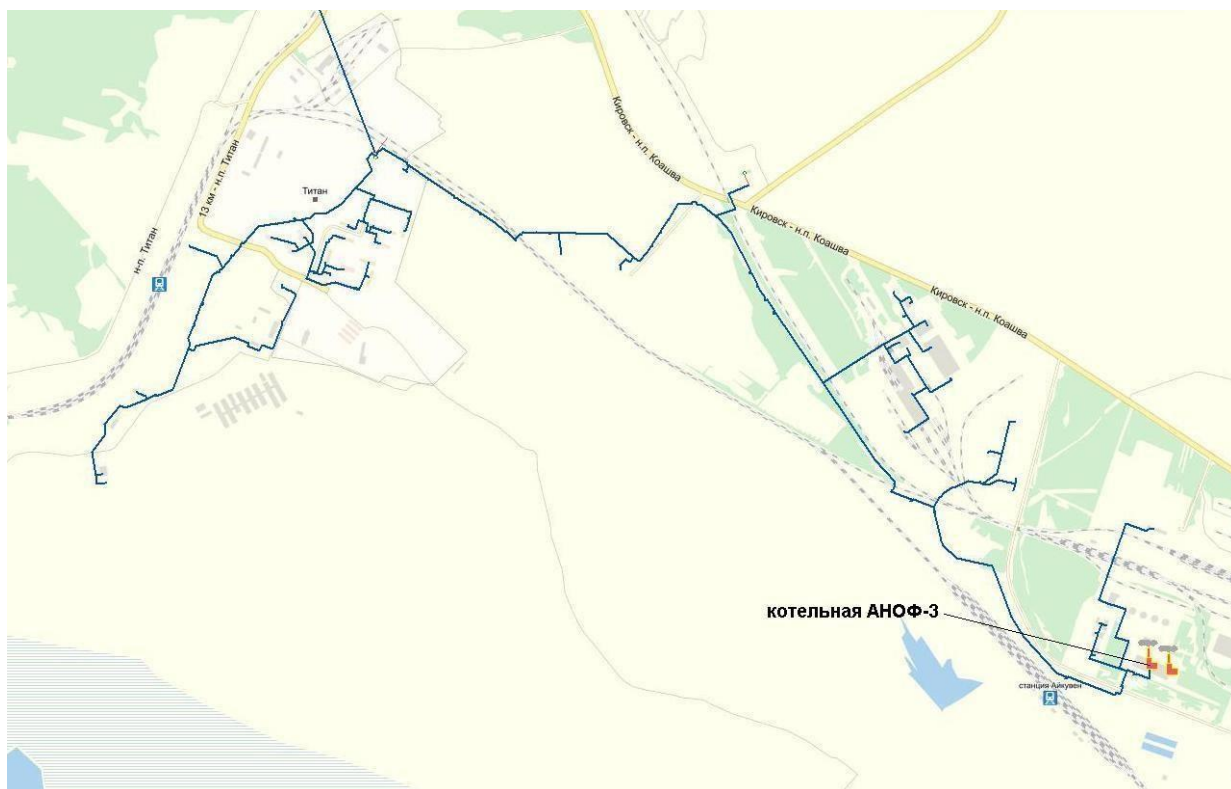


Рисунок 11.4.4 Расположение котельной АНОФ-3



Рисунок 11.4.5 Расположение электрической БМК н.п. Кошва

Таблица 11.4.9 - Перечень путей для расчета надежности теплоснабжения

Номер расчетного пути п/п	№ п/п в пределах источника	Наименование направления	Начало пути	Конец пути	Длина пути, м
Расчетные пути г.Кировска (зона действия АТЭЦ)					
1	1	Н1	ЦТП г.Кировска	Тирвас (УП789)	11271
2	2	Н2	ЦТП г.Кировска	ЦТП Кировского рудника	10796
3	3	Н3	ЦТП г.Кировска	Расвумчорр Старые мехмаст. ГЦ ТО-10	13598
4	4	Н4	ЦТП г.Кировска	Гаражи	5985
5	5	Н5	ЦТП г.Кировска	Ул. Парковая, 1	1732
6	6	Н6	ЦТП г.Кировска	Ул. Хибиногорская, 41	3279,5
7	7	Н7	ЦТП г.Кировска	Ул. Ленинградская, 28	2392,7
Расчетные пути н.п. Титан					
8	1	ТН1	Котельная АНОФ-3	НОВ ЦПС	1825
9	2	ТН2	Котельная АНОФ-3	АБК склад №6 ТСЦ	2311
10	3	ТН3	Котельная АНОФ-3	Очистные сооружения	14723,7
Расчетные пути н.п.Коашва					
11	1	КН1	ЭБМК н.п. Коашва	Детский сад №30	2198
12	2	КН2	ЭБМК н.п. Коашва	Кошва, 10	1137

На рисунках ниже представлены зоны теплоснабжения источников (зоны распространения тепловых сетей):

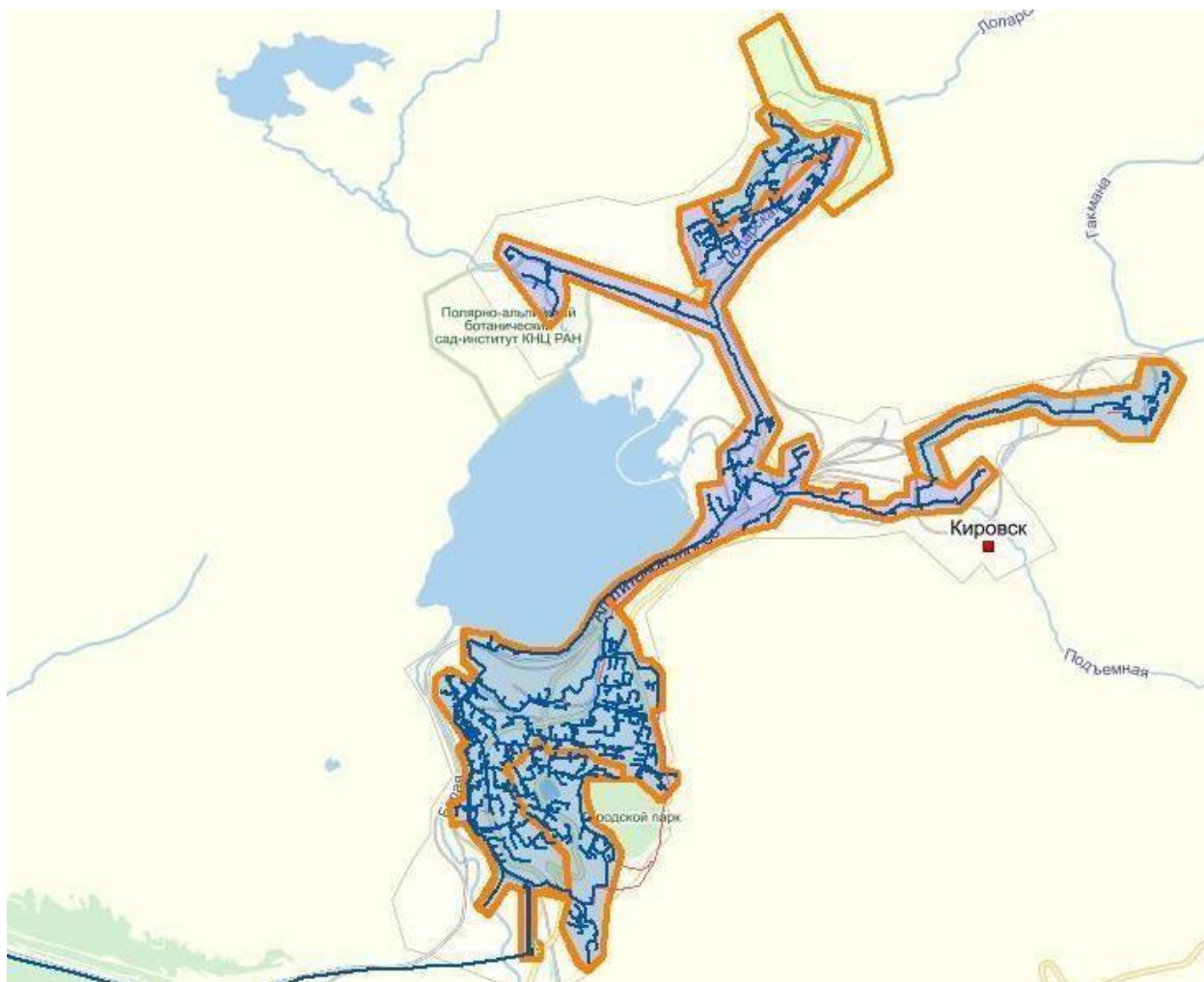


Рисунок 11.4.6 - Зона теплоснабжения г. Кировск от Апатитской ТЭЦ



Рисунок 11.4.7 - Зона теплоснабжения от котельной АНОФ-3



Рисунок 11.4.8 Зона теплоснабжения электрической БМК н.п. Коашва

Расчет надежности тепловых сетей от ЦТП г.Кировска

На рисунке 11.4.1 ниже представлена схема теплоснабжения от Апатитской ТЭЦ (ЦТП г. Кировска), с указанием основных направлений.

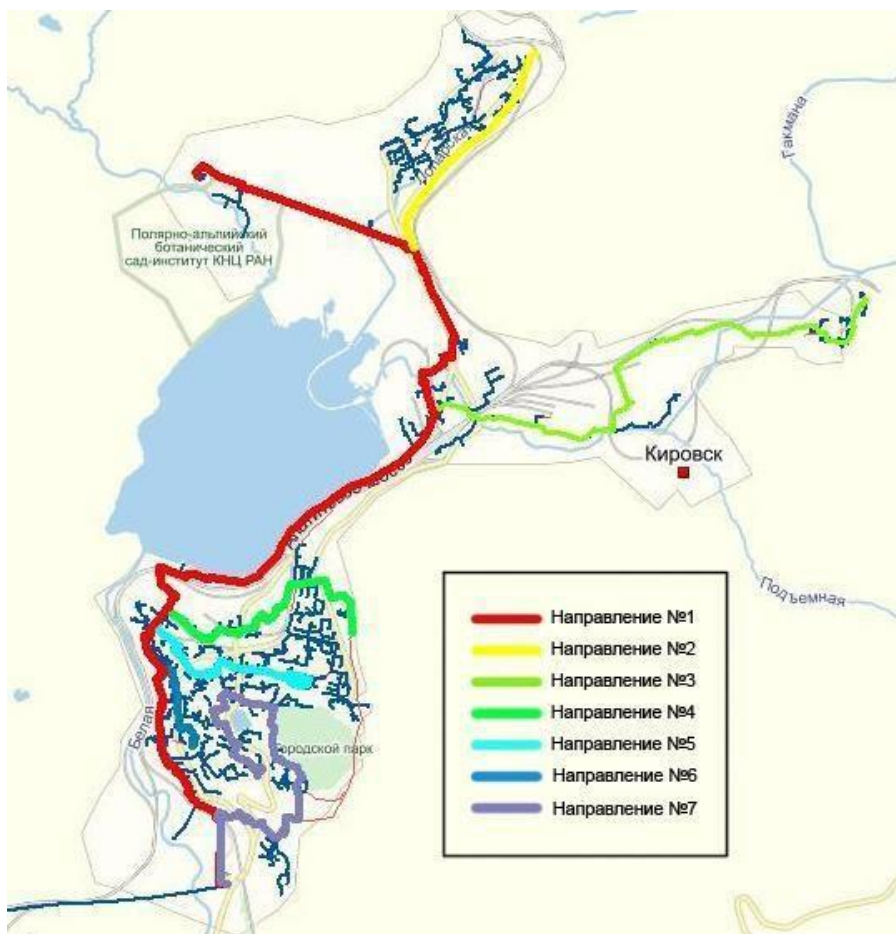


Рисунок 11.4.9- Направления от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)
Направление №1 от ЦТП г.Кировска до Тирвас (П789)



Рисунок 11.4.10 - Направление №1 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

Таблица 11.4.10 – расчет надежности направления №1 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коеф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\omega \bar{i}$	pі	Pc=Pr і	
1	ЦТП г.Кировска	УЦТ П	10	0,706	2013	1	0,8	0	0	9,06	0,119	0	1	1	Высоконадежная
2	УЦТП	УЦТ ПЗ	10	0,706	2013	1	0,8	0	0	9,06	0,119	0	1	1	Высоконадежная
3	УЦТП 3	НС3а	1270	0,706	2013	1	0,8	0	0	16,53	0,119	0	1	1	Высоконадежная
4	НС3а	НС3 а/3	10	0,706	2013	1	0,8	0	0	9,06	0,119	0	1	1	Высоконадежная
5	НС3а/3	НС3 а/3в	10	0,616	2013	1	0,8	0	0	9,05	0,119	0	1	1	Высоконадежная
6	НС3а/3в	IV-тк-3	1560	0,616	2013	1	0,8	0	0	16,85	0,119	0	1	1	Высоконадежная
7	IV-тк-3	IV-тк-2	56	0,616	2013	1	0,8	0	0	9,28	0,119	0	1	1	Высоконадежная
8	IV-тк-2	IV-тк- 2а	60	0,616	2013	1	0,8	0	0	9,3	0,119	0	1	1	Высоконадежная
9	IV-тк-2а	IV-тк-1	64	0,616	2013	1	0,8	0	0	9,32	0,119	0	1	1	Высоконадежная
10	IV-тк-1	IV-тк- 1а	50	0,616	2013	1	0,8	0	0	9,25	0,119	0	1	1	Высоконадежная
11	IV-тк-1а	УПНС1	380	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	10,91	0,119	0,025	0,976	0,976	Высоконадежная
12	УПНС1	ПНС	5	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,03	0,119	0	1	0,975	Высоконадежная
13	ПНС	УПНС2	20	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,1	0,119	0,001	0,999	0,974	Высоконадежная
14	УПНС2	УЦК1	200	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	10,01	0,119	0,013	0,987	0,961	Высоконадежная
15	УЦК1	УЦК2	166	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,84	0,119	0,011	0,989	0,951	Высоконадежная
16	УЦК2	УЦК3	119	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,6	0,119	0,008	0,992	0,944	Высоконадежная
17	УЦК3	УЦК4	153	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,77	0,119	0,01	0,99	0,934	Высоконадежная
18	УЦК4	УЦК5	180	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,91	0,119	0,012	0,988	0,923	Высоконадежная
19	УЦК5	Павильон 4в	1210	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	15,09	0,119	0,079	0,924	0,853	Надежная
20	Павильон 4в	Павильон 4б	29	0,616	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,15	0,119	0,001	0,999	0,853	Надежная
21	Павильон 4б	бтк1	720	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	11,94	0,119	0,015	0,985	0,84	Надежная
22	бтк1	бтк2	135	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,55	0,119	0,003	0,997	0,838	Надежная
23	бтк2	бтк3	60	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,24	0,119	0,001	0,999	0,836	Надежная
24	бтк3	бтк4	100	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,41	0,119	0,002	0,998	0,835	Надежная
25	бтк4	Павильон 4а	185	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,75	0,119	0,004	0,996	0,831	Надежная
26	Павильон 4а	6-6	85	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,35	0,119	0,001	0,999	0,83	Надежная

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов участка	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\omega \bar{i}$	pі	Pс=Пр і	
27	6-6	6-6	78	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,32	0,119	0,001	0,999	0,83	Надежная
28	6-7	6-8	67	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,27	0,119	0,001	0,999	0,829	Надежная
29	6-8	6-9	70	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,29	0,119	0,001	0,999	0,828	Надежная
30	6-9	6-11	222	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,91	0,119	0,003	0,997	0,826	Надежная
31	6-11	6-11а	50	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,2	0,119	0,001	0,999	0,825	Надежная
32	6-11а	6-12	50	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,2	0,119	0,001	0,999	0,825	Надежная
33	6-12	павильон 1	60	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,24	0,119	0,001	0,999	0,824	Надежная
34	павильон 1	6-22	100	0,517	1992	22	1,5	0,081	0,12	9,41	0,119	0,001	0,999	0,823	Надежная
35	6-22	Павильон №2	950	0,517	1992	22	1,5	0,081	0,12	12,87	0,119	0,014	0,987	0,812	Надежная
36	Павильон №2	УП816	567	0,259	1987	27	1,93	0,081	0,203	10,01	0,119	0,014	0,986	0,801	Надежная
37	УП816	УП104	1422	0,207	1987	27	1,93	0,081	0,203	10,93	0,119	0,034	0,966	0,774	Надежная
38	УП104	УП797	746	0,15	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,69	0,119	0,018	0,982	0,76	Надежная
39	УП797	УП789	42	0,15	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,04	0,119	0,001	0,999	0,759	Надежная
Σ	Весь путь		11271	0,544	1994	20	1,66	-	-	10,15	-	-	-	0,759	Надежная

*Здесь и далее, в итогах таблицы (выделено жирным шрифтом внизу каждой таблицы) для столбца L – суммарное значение, для столбцов D, год ввода в эксплуатацию, τ, zр - среднее значение по всему расчетному пути

Направление №2 от ЦТП г.Кировска до ЦТП Кировского рудник

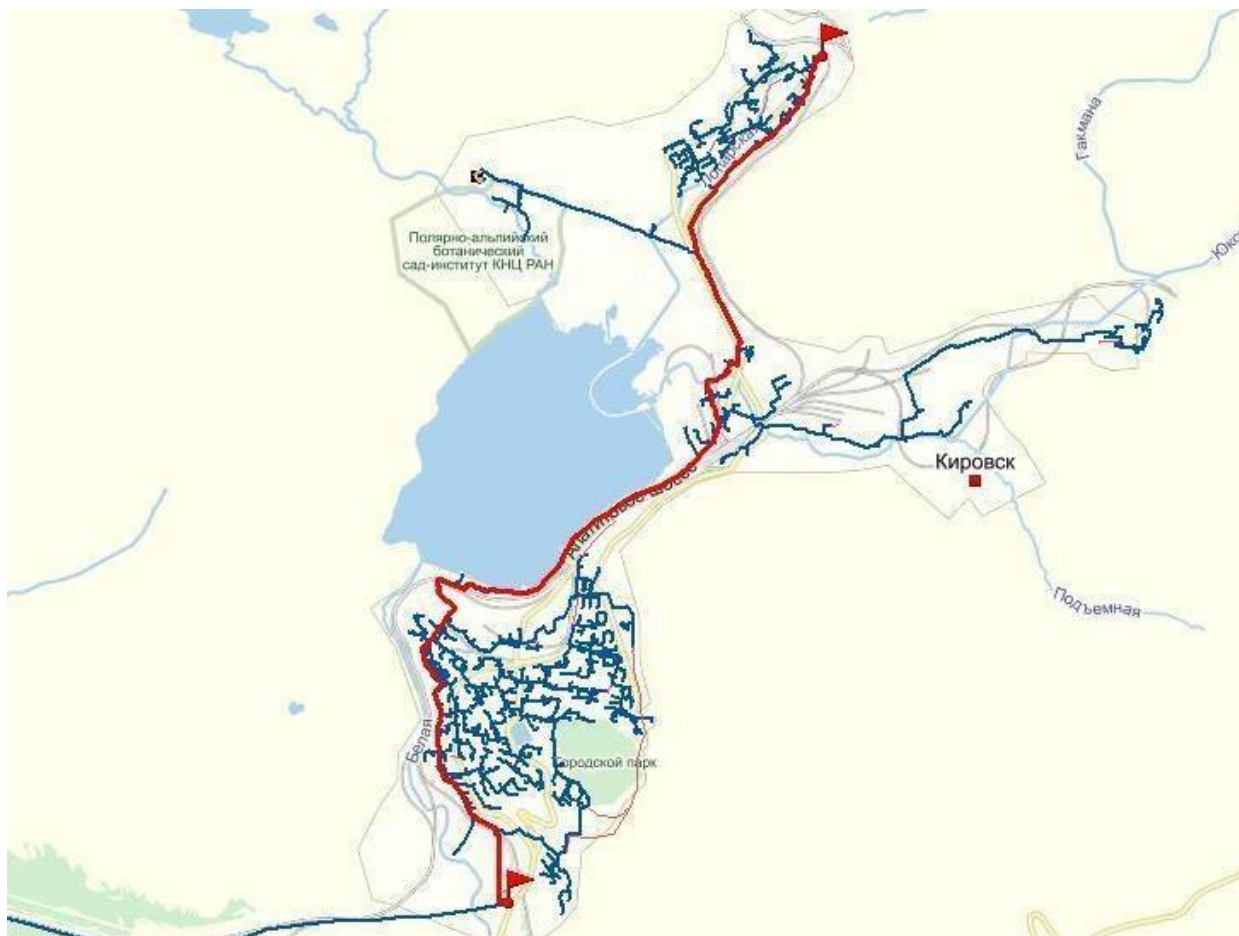


Рисунок 11.4.11 - Направление №2 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.10 – расчет надежности направления №2 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\bar{\omega} i$	pі	Pc=Pr i	
1	ЦТПг.Кировска	УЦ Т П	10	0,706	2013	1	0,8	0	0	9,06	0,119	0	1	1	Высоконадежная
2	УЦТП	УЦ Т ПЗ	10	0,706	2013	1	0,8	0	0	9,06	0,119	0	1	1	Высоконадежная
3	УЦТПЗ	НС3а	1270	0,706	2013	1	0,8	0	0	16,53	0,119	0	1	1	Высоконадежная
4	НС3а	НС3а/3	10	0,706	2013	1	0,8	0	0	9,06	0,119	0	1	1	Высоконадежная
5	НС3а/3	НС3а/3 в	10	0,616	2013	1	0,8	0	0	9,05	0,119	0	1	1	Высоконадежная
6	НС3а/3в	IV-тк-3	1560	0,616	2013	1	0,8	0	0	16,85	0,119	0	1	1	Высоконадежная
7	IV-тк-3	IV-тк-2	56	0,616	2013	1	0,8	0	0	9,28	0,119	0	1	1	Высоконадежная
8	IV-тк-2	IV-тк-2а	60	0,616	2013	1	0,8	0	0	9,3	0,119	0	1	1	Высоконадежная
9	IV-тк-2а	IV-тк-1	64	0,616	2013	1	0,8	0	0	9,32	0,119	0	1	1	Высоконадежная
10	IV-тк-1	IV-тк-1а	50	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,54	9,25	0,119	0,003	0,997	0,997	Высоконадежная
11	IV-тк-1а	УП НС1	380	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	10,91	0,119	0,025	0,976	0,972	Высоконадежная
12	УПНС1	ПН С	5	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,03	0,119	0	1	0,972	Высоконадежная
13	ПНС	УП Н С2	20	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,1	0,119	0,001	0,999	0,971	Высоконадежная
14	УПНС2	УЦ К1	200	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	10,01	0,119	0,013	0,987	0,958	Высоконадежная
15	УЦК1	УЦ К2	166	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,84	0,119	0,011	0,989	0,948	Высоконадежная
16	УЦК2	УЦ К3	119	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,6	0,119	0,008	0,992	0,941	Высоконадежная
17	УЦК3	УЦ К4	153	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,77	0,119	0,01	0,99	0,931	Высоконадежная
18	УЦК4	УЦК5	180	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,91	0,119	0,012	0,988	0,92	Высоконадежная
19	УЦК5	Павильон 4в	1210	0,616	1988	26	1,83	0,081	0,179	15,09	0,119	0,026	0,975	0,897	Надежная
20	Павильон 4в	Павильон 4б	29	0,616	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,15	0,119	0,001	0,999	0,896	Надежная
21	Павильон 4б	бтк1	720	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	11,94	0,119	0,015	0,985	0,883	Надежная
22	бтк1	бтк2	135	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,55	0,119	0,003	0,997	0,88	Надежная
23	бтк2	бтк3	60	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,24	0,119	0,001	0,999	0,879	Надежная
24	бтк3	бтк4	100	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,41	0,119	0,002	0,998	0,877	Надежная
25	бтк4	Павильон 4а	185	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,75	0,119	0,002	0,998	0,875	Надежная
26	Павильон 4а	б-б	85	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,35	0,119	0,001	0,999	0,874	Надежная

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке, м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка, лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов участка	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля накопленной частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\bar{\omega}i$	pі	Pс=Пр і	
27	6-6	6-7	78	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,32	0,119	0,001	0,999	0,873	Надежная
28	6-7	6-8	67	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,27	0,119	0,001	0,999	0,872	Надежная
29	6-8	6-9	70	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,29	0,119	0,001	0,999	0,872	Надежная
30	6-9	6-11	222	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,91	0,119	0,003	0,997	0,869	Надежная
31	6-11	6-11а	50	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,2	0,119	0,001	0,999	0,869	Надежная
32	6-11а	6-12	50	0,517	1993	21	1,43	0,081	0,111	9,2	0,119	0,001	0,999	0,868	Надежная
33	6-12	Павильон 1	60	0,517	1992	22	1,5	0,081	0,12	9,24	0,119	0,001	0,999	0,867	Надежная
34	Павильон 1	6-22	100	0,517	1992	22	1,5	0,081	0,12	9,41	0,119	0,001	0,999	0,866	Надежная
35	6-22	Павильон №2	950	0,517	1992	22	1,5	0,081	0,12	12,87	0,119	0,014	0,987	0,854	Надежная
36	Павильон №2	УП985	560	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	11,28	0,119	0,015	0,985	0,841	Надежная
37	УП985	ТК-II-3а	195	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,8	0,119	0,005	0,995	0,837	Надежная
38	ТК-II-3а	ТК-1-36	286	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	10,17	0,119	0,008	0,992	0,83	Надежная
39	ТК-1-36	Павильон №3	149	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,61	0,119	0,004	0,996	0,827	Надежная
40	Павильон №3	Подпорп-н3	8	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,03	0,119	0	1	0,826	Надежная
41	Подпорп-н3	УП975	216	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,88	0,119	0,006	0,994	0,822	Надежная
42	УП975	Павильон №4	316	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	10,29	0,119	0,009	0,991	0,814	Надежная
43	Павильон №4	0-ТК-15р	153	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,62	0,119	0,004	0,996	0,811	Надежная
44	0-ТК-15р	УП538	18	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,07	0,119	0	1	0,811	Надежная
45	УП538	УП514	125	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,51	0,119	0,003	0,997	0,808	Надежная
46	УП514	Павильон №5	138	0,517	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,56	0,119	0,004	0,996	0,805	Надежная
47	Павильон №5	ЦТПкр	137	0,414	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,43	0,119	0,004	0,996	0,802	Надежная
48	ЦТПкр	ЦТП кир-гоп-ка	1	0,414	1986	28	2,03	0,081	0,232	9	0,119	0	1	0,802	Надежная
Σ	Весь путь		10796	0,54	1987	27	1,97	-	-	9,87	-	-	-	0,802	Надежная

Направление №3 от ЦТП г.Кировска до Расвумчорр Старые мехмаст. ГЦ ТО-10 (П779)



Рисунок 11.4.12 - Направление №3 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.12 - Расчет надежности направления №3 от ЦТП г. Кировска

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота)	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\omega \bar{t}$	pі	Pс=Пр і	
1	ЦТП г.Кировска	УЦТП	10	0,706	2013	1	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
2	УЦТП	УЦТП 3	10	0,706	2013	1	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
3	УЦТП3	НС3а	12	0,706	2013	1	0,8	0,0	0,0	16,53	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
4	НС3а	НС3а/3	10	0,706	2013	1	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
5	НС3а/3	НС3а/3в	10	0,616	2013	1	0,8	0,0	0,0	9,05	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
6	НС3а/3в	IV-тк-3	15	0,616	2013	1	0,8	0,0	0,0	16,85	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
7	IV-тк-3	IV-тк-2	56	0,616	2013	1	0,8	0,0	0,0	9,28	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
8	IV-тк-2	IV-тк-2а	60	0,616	2013	1	0,8	0,0	0,0	9,3	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
9	IV-тк-2а	IV-тк-1	64	0,616	2013	1	0,8	0,0	0,0	9,32	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
10	IV-тк-1	IV-тк-1а	50	0,616	2013	1	0,8	0,0	0,0	9,25	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
11	IV-тк-1а	УПНС 1	38	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	10,91	0,119	0,025	0,976	0,976	Высоконадежная
12	УПНС1	ПНС	5	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,03	0,119	0,0	1,0	0,975	Высоконадежная
13	ПНС	УПНС	20	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,1	0,119	0,001	0,999	0,974	Высоконадежная
14	УПНС2	УЦК1	20	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	10,01	0,119	0,013	0,987	0,961	Высоконадежная
15	УЦК1	УЦК2	16	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,84	0,119	0,011	0,989	0,951	Высоконадежная
16	УЦК2	УЦК3	11	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,6	0,119	0,008	0,992	0,944	Высоконадежная
17	УЦК3	УЦК4	15	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,77	0,119	0,01	0,99	0,934	Высоконадежная
18	УЦК4	УЦК5	180	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	9,91	0,119	0,012	0,988	0,923	Высоконадежная
19	УЦК5	Павильон 4в	1210	0,616	1981	33	2,6	0,081	0,547	15,09	0,119	0,079	0,924	0,853	Надежная
20	Павильон 4в	Павильон 4б	29	0,616	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,15	0,119	0,001	0,999	0,853	Надежная
21	Павильон 4б	бтк1	720	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	11,94	0,119	0,015	0,985	0,84	Надежная
22	бтк1	бтк2	135	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,55	0,119	0,003	0,997	0,838	Надежная
23	бтк2	бтк3	60	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,24	0,119	0,001	0,999	0,836	Надежная
24	бтк3	бтк4	100	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,41	0,119	0,002	0,998	0,835	Надежная
25	бтк4	Павильон 4а	185	0,517	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,75	0,119	0,004	0,996	0,831	Надежная
26	Павильон 4а	УП672	74	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,16	0,119	0,002	0,998	0,83	Надежная
27	УП672	6-5	38	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,08	0,119	0,001	0,999	0,829	Надежная
28	6-5	6-13	68	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,15	0,119	0,001	0,999	0,828	Надежная
29	6-13	6-14	22	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,05	0,119	0,0	1,0	0,828	Надежная
30	6-14	6-15	230	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,51	0,119	0,005	0,995	0,824	Надежная
31	6-15	6-16	103	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,23	0,119	0,002	0,998	0,822	Надежная
32	6-16	УПКПП	609	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	10,34	0,119	0,013	0,987	0,811	Надежная
33	УПКПП	УП727	90	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,2	0,119	0,002	0,998	0,81	Надежная
34	УП727	6-тк-3ж	528	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	10,16	0,119	0,011	0,989	0,801	Надежная
35	6-тк-3ж	6-тк-3в	400	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,88	0,119	0,009	0,992	0,794	Надежная
36	6-тк-3в	ПП8	498	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	10,1	0,119	0,011	0,989	0,786	Надежная
37	ПП8	Павильон 8	5	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,01	0,119	0,0	1,0	0,785	Надежная

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов участка	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	$\lambda_0=f(\tau)$	λ	z_p	\bar{z}	$\bar{\omega} \bar{t}$	p_i	$P_c=\sum p_i$	
38	Павильон 8	ПП8/1	5	0,309	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,01	0,119	0,0	1,0	0,785	Надежная
39	ПП8/1	УПЦПВ	2236	0,414	1988	26	1,83	0,081	0,179	15,98	0,119	0,048	0,953	0,749	Малонадежная
40	УПЦПВ	ЦТПр	738	0,414	1988	26	1,83	0,081	0,179	11,31	0,119	0,016	0,984	0,737	Малонадежная
41	ЦТПр	УП617	30	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,04	0,119	0,001	0,999	0,737	Малонадежная
42	УП617	УП604	116	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,16	0,119	0,002	0,998	0,735	Малонадежная
43	УП604	УП51	27	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,04	0,119	0,001	0,999	0,734	Малонадежная
44	УП51	УП595	46	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,06	0,119	0,001	0,999	0,734	Малонадежная
45	УП595	УП588/1	207	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,28	0,119	0,004	0,996	0,73	Малонадежная
46	УП588/1	УП613	30	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,04	0,119	0,001	0,999	0,73	Малонадежная
47	УП613	УП519	288	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,39	0,119	0,006	0,994	0,726	Малонадежная
48	УП519	УП578	30	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,04	0,119	0,001	0,999	0,725	Малонадежная
49	УП578	УП766	57	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,08	0,119	0,001	0,999	0,724	Малонадежная
50	УП766	УП599/1	253	0,207	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,34	0,119	0,005	0,995	0,72	Малонадежная
51	УП599/1	УП779	108	0,05	1988	26	1,83	0,081	0,179	9,03	0,119	0,002	0,998	0,719	Малонадежная
Σ	Весь путь		13598	0,371	1987	27	1,97	-	-	9,82	-	-	-	0,719	Малонадежная

Направление №4 от ЦТП г. Кировска до Гаражей (V-тк-6)

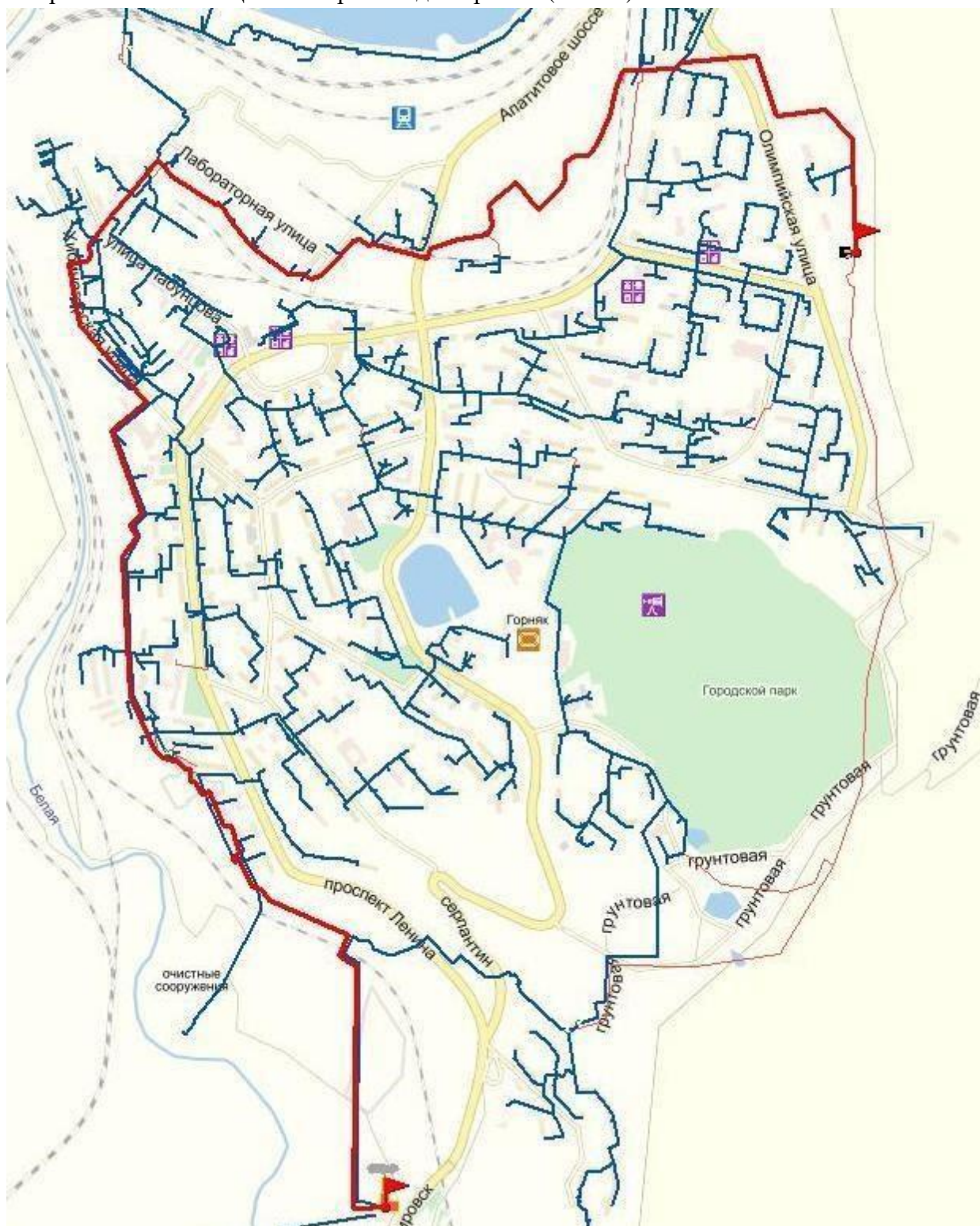


Рисунок 11.4.13 - Направление №4 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.13 - Расчет надежности направления №4 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\omega \bar{i}$	pі	Pc=Pr i	
1	ЦТП г.Кировска	УЦТП	10	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
2	УЦТП	УЦТП3	10	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
3	УЦТП3	НС3а	1270	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	16,53	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
4	НС3а	НС3а/3	10	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
5	НС3а/3	НС3а/3в	10	0,616	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,05	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
6	НС3а/3в	IV-тк-3	1560	0,616	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	16,85	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
7	IV-тк-3	IV-тк-2	56	0,616	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,28	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
8	IV-тк-2	IV-тк- 2а	60	0,616	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,3	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
9	IV-тк-2а	IV-тк-1	64	0,616	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,32	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
10	IV-тк-1	IV-тк- 1а	50	0,616	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,25	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
11	IV-тк-1а	РД-2	1	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
12	РД-2	II-тк-1	18	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
13	II-тк-1	II-тк-2	200	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,62	0,119	0,005	0,995	0,995	Высоконадежная
14	II-тк-2	II-тк-3	50	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,16	0,119	0,001	0,999	0,994	Высоконадежная
15	II-тк-3	II-тк-4	80	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,25	0,119	0,002	0,998	0,992	Высоконадежная
16	II-тк-4	II-тк- 5а	105	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,33	0,119	0,003	0,997	0,989	Высоконадежная
17	II-тк-5а	II-тк-5	40	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,12	0,119	0,001	0,999	0,988	Высоконадежная
18	II-тк-5	II-тк-6	20,4	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,06	0,119	0,0	1,0	0,988	Высоконадежная
19	II-тк-6	II-тк- 34	96,1	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,3	0,119	0,002	0,998	0,985	Высоконадежная
20	II-тк-34	II-тк- 35	100	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,31	0,119	0,002	0,998	0,983	Высоконадежная
21	II-тк-35	УП21	313	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,98	0,119	0,008	0,992	0,976	Высоконадежная
22	УП21	II-тк- 26	480	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	10,5	0,119	0,012	0,988	0,964	Высоконадежная
23	II-тк-26	III-тк-4	230	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,72	0,119	0,006	0,994	0,959	Высоконадежная
24	III-тк-4	V-тк-2	88	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,27	0,119	0,002	0,998	0,957	Высоконадежная
25	V-тк-2	V-тк-5	645	0,414	1987	27	1,93	0,081	0,203	11,01	0,119	0,016	0,985	0,942	Высоконадежная
26	V-тк-5	V-тк- 5в	198,2	0,359	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,52	0,119	0,005	0,995	0,938	Высоконадежная
27	V-тк-5в	V-тк-6	220	0,309	1987	27	1,93	0,081	0,203	9,48	0,119	0,005	0,995	0,933	Высоконадежная
Σ	Весь путь		5985	0,496	1997	17	1,51	-	-	9,94	-	-	-	0,849	Высоконадежная

Направление №5 от ЦТП г. Кировска до ул. Парковая, 1 (5П411)

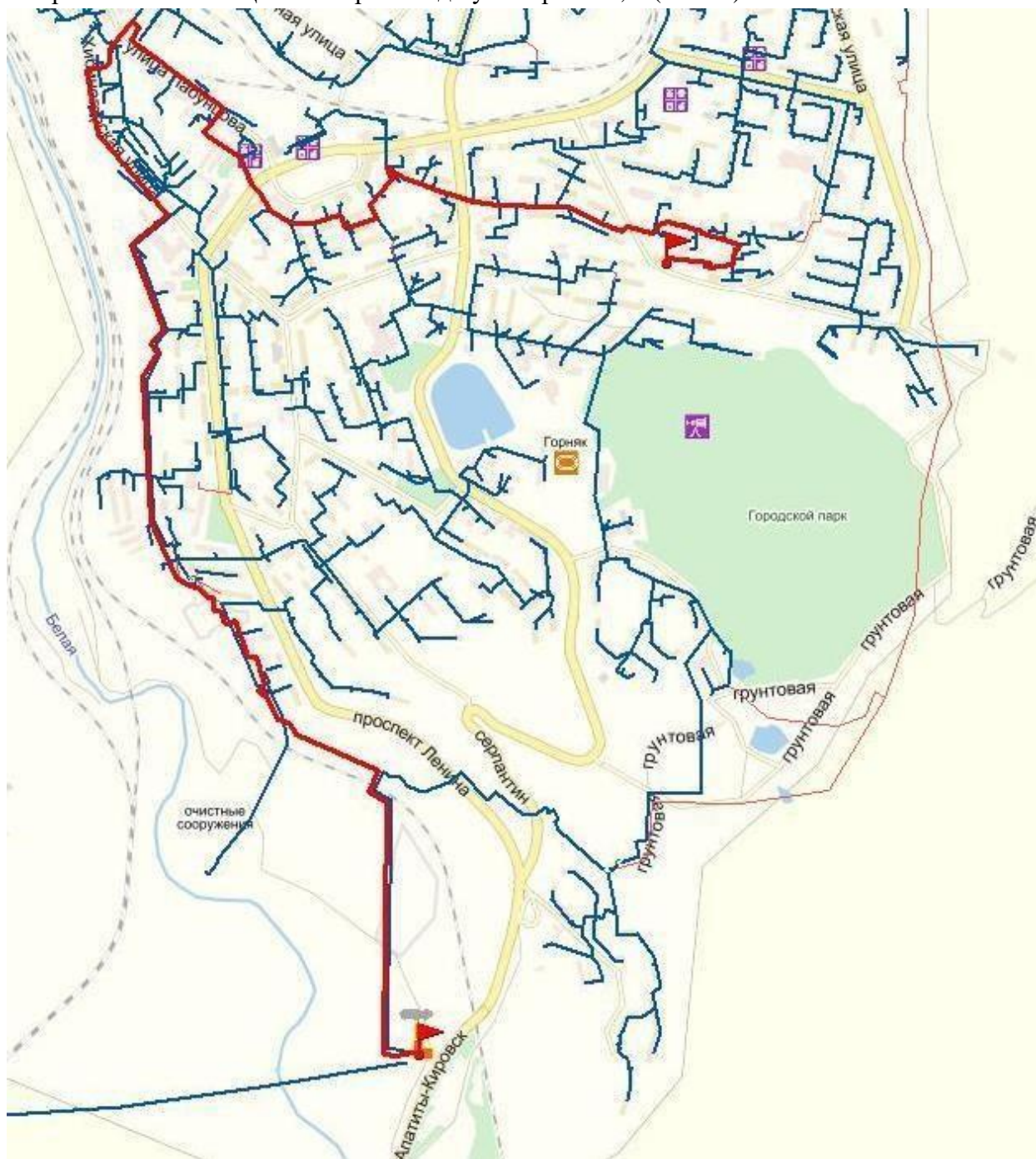


Рисунок 11.4.14 - Направление №5 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.14 - Расчет надежности направления №5 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\bar{\omega} \bar{i}$	pі	Pc=Pr i	
1	ЦТП г.Кировска	УЦТП	10	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
2	УЦТП	УЦТП3	10	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
3	УЦТП3	НС3а	1270	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	16,53	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
4	НС3а	НС3а/3	10	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
5	НС3а/3	НС3а/3в	10	0,616	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,05	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
6	НС3а/3в	IV-тк-3	1560	0,616	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	16,85	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
7	IV-тк-3	IV-тк-2	56	0,616	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,28	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
8	IV-тк-2	РД-1	1	0,359	1986	28	2,03	0,081	0,232	9	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
9	РД-1	I-тк-1а	68	0,359	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,18	0,119	0,002	0,998	0,998	Высоконадежная
10	I-тк-1а	I-тк-1	90	0,359	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,24	0,119	0,002	0,998	0,996	Высоконадежная
11	I-тк-1	I-тк-2	52	0,359	1986	28	2,0	0,1	0,2	9,14	0,119	0,001	0,999	0,994	Высоконадежная
12	I-тк-2	I-тк-3	115	0,359	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,3	0,119	0,003	0,997	0,991	Высоконадежная
13	I-тк-3	I-тк-4	40	0,359	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,11	0,119	0,001	0,999	0,99	Высоконадежная
14	I-тк-4	I-тк-5	38	0,359	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,1	0,119	0,001	0,999	0,989	Высоконадежная
15	I-тк-5	I-тк-6	54	0,359	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,14	0,119	0,001	0,999	0,987	Высоконадежная
16	I-тк-6	I-тк-7	80	0,359	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,21	0,119	0,002	0,998	0,985	Высоконадежная
17	I-тк-7	I-тк-8	90	0,359	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,24	0,119	0,002	0,998	0,983	Высоконадежная
18	I-тк-8	I-тк-9	34	0,309	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,07	0,119	0,001	0,999	0,982	Высоконадежная
19	I-тк-9	I-тк-10	52	0,309	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,11	0,119	0,001	0,999	0,98	Высоконадежная
20	I-тк-10	I-тк-11	48	0,309	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,11	0,119	0,001	0,999	0,979	Высоконадежная
21	I-тк-11	I-тк-12	42	0,309	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,09	0,119	0,001	0,999	0,978	Высоконадежная
22	I-тк-12	I-тк-13	36	0,309	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,08	0,119	0,001	0,999	0,977	Высоконадежная
23	I-тк-13	I-тк-14	30	0,309	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,07	0,119	0,001	0,999	0,976	Высоконадежная
24	I-тк-14	I-тк-15	70	0,309	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,15	0,119	0,002	0,998	0,974	Высоконадежная
25	I-тк-15	I-тк-15а	20	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,03	0,119	0,001	0,999	0,974	Высоконадежная
26	I-тк-15а	II-тк-10а	53	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,07	0,119	0,001	0,999	0,972	Высоконадежная
27	I-тк-10а	II-тк-10Г	17	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,02	0,119	0,0	1,0	0,972	Высоконадежная
28	II-тк-10Г	II-тк-10	82,5	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,11	0,119	0,002	0,998	0,97	Высоконадежная
29	II-тк-10	II-тк-11	60	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,08	0,119	0,002	0,998	0,968	Высоконадежная
30	II-тк-11	II-тк-12	60	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,08	0,119	0,002	0,998	0,966	Высоконадежная
31	II-тк-12	II-тк-14	31	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,04	0,119	0,001	0,999	0,966	Высоконадежная
32	II-тк-14	II-тк-15	43	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,06	0,119	0,001	0,999	0,965	Высоконадежная
33	II-тк-15	II-тк-16	68	0,259	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,12	0,119	0,002	0,998	0,963	Высоконадежная
34	II-тк-16	II-тк-17	5	0,259	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,01	0,119	0,0	1,0	0,963	Высоконадежная
35	II-тк-17	II-тк-18	45	0,259	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,08	0,119	0,001	0,999	0,961	Высоконадежная
36	II-тк-18	II-тк-19	44	0,259	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,08	0,119	0,001	0,999	0,96	Высоконадежная
37	II-тк-19	II-тк-20	47	0,259	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,08	0,119	0,001	0,999	0,959	Высоконадежная
38	II-тк-20	II-тк-23	38	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,05	0,119	0,001	0,999	0,958	Высоконадежная

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов участка	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\bar{\omega} \bar{t}$	pі	Pс=Pr і	
39	II-тк-23	II-тк-24	140	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,19	0,119	0,004	0,996	0,954	Высоконадежная
40	II-тк-24	II-тк-25	120	0,207	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,16	0,119	0,003	0,997	0,951	Высоконадежная
41	II-тк-25	II-тк-26	100	0,15	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,09	0,119	0,003	0,997	0,948	Высоконадежная
42	II-тк-26	II-тк-27	60	0,15	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,06	0,119	0,002	0,998	0,947	Высоконадежная
43	II-тк-27	II-тк-27а	60	0,15	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,06	0,119	0,002	0,998	0,945	Высоконадежная
44	II-тк-27а	II-тк-28	55	0,15	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,05	0,119	0,002	0,998	0,944	Высоконадежная
45	II-тк-28	II-тк-28а	105	0,125	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,08	0,119	0,003	0,997	0,941	Высоконадежная
46	II-тк-28а	II-тк-29	65	0,15	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,06	0,119	0,002	0,998	0,939	Высоконадежная
47	II-тк-29	УП31	90	0,15	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,08	0,119	0,002	0,998	0,937	Высоконадежная
48	УП31	II-тк-33	80	0,082	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,04	0,119	0,002	0,998	0,935	Высоконадежная
49	II-тк-33	5П411	143	0,05	1986	28	2,03	0,081	0,232	9,04	0,119	0,004	0,996	0,931	Высоконадежная
Σ	Весь путь		1732	0,198	1986	28	2,03	-	-	9,08	-	-	-	0,931	Высоконадежная

Направление №6 от ЦТП г.Кировска до ул. Хибиногорская, 41 (П449)

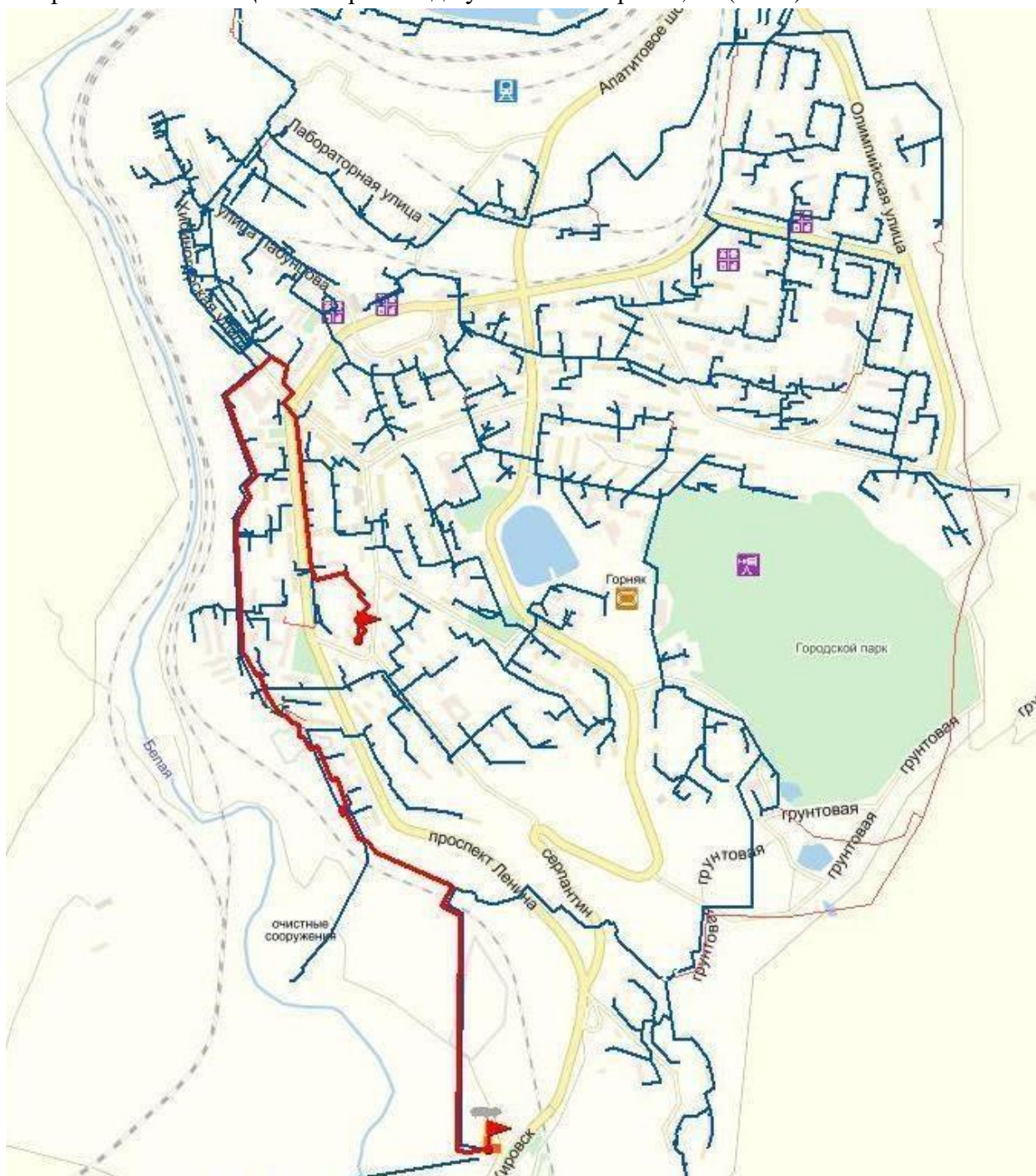


Рисунок 11.4.15 - Направление №6 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.15 Расчет надежности направления №5 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Козф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необхо-димое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец													
1	ЦТП г.Кировска	УЦТП	10	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
2	УЦТП	УЦТП3	10	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
3	УЦТП3	НС3а	1270	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	16,53	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
4	НС3а	НС3а/2	10	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,02	0,119	0,003	0,997	0,997	Высоконадежная
5	НС3а/2	IV-тк- 8б	70	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,15	0,119	0,02	0,981	0,978	Высоконадежная
6	IV-тк-8б	IV-тк- 8в	40	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,09	0,119	0,011	0,989	0,967	Высоконадежная
7	IV-тк-8в	IV-тк- 8а	88	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,19	0,119	0,025	0,976	0,943	Высоконадежная
8	IV-тк-8а	IV-тк-9	132	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,29	0,119	0,037	0,964	0,909	Высоконадежная
9	IV-тк-9	IV-тк-8	237	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,52	0,119	0,067	0,936	0,85	Надежная
10	IV-тк-8	IV-тк-6	170	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,37	0,119	0,048	0,953	0,811	Надежная
11	IV-тк-6	IV-тк- 5б	98	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,22	0,119	0,028	0,973	0,789	Надежная
12	IV-тк-5б	IV-тк- 5а	103	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,23	0,119	0,029	0,971	0,766	Надежная
13	IV-тк-5а	IV-тк-5	70	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,15	0,119	0,02	0,981	0,751	Надежная
14	IV-тк-5	IV-тк-4	75	0,309	1974	40	3,69	0,081	2,358	9,16	0,119	0,021	0,979	0,736	Малонадежная
15	IV-тк-4	I-тк-54	45	0,309	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,1	0,119	0,008	0,992	0,73	Малонадежная
16	I-тк-54	I-тк-51	126	0,259	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,22	0,119	0,023	0,977	0,713	Малонадежная
17	I-тк-51	I-тк-50	40	0,207	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,05	0,119	0,007	0,993	0,708	Малонадежная
18	I-тк-50	I-тк-43	114	0,259	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,2	0,119	0,021	0,98	0,694	Малонадежная
19	I-тк-43	I-тк-44	25	0,207	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,03	0,119	0,005	0,995	0,691	Малонадежная
20	I-тк-44	I-тк-45	82	0,207	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,11	0,119	0,015	0,985	0,68	Малонадежная
21	I-тк-45	I-тк-46	64	0,207	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,09	0,119	0,012	0,988	0,673	Малонадежная
22	I-тк-46	I-тк-48	100	0,207	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,14	0,119	0,018	0,982	0,661	Малонадежная
23	I-тк-48	I-тк-49	86,5	0,1	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,05	0,119	0,016	0,984	0,65	Малонадежная
24	I-тк-49	УП446	55	0,1	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,03	0,119	0,01	0,99	0,644	Малонадежная
25	УП446	УП447	79,5	0,082	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,04	0,119	0,014	0,986	0,635	Малонадежная
26	УП447	4П449	79,5	0,082	1976	38	3,34	0,081	1,518	9,04	0,119	0,014	0,986	0,626	Малонадежная
Σ	Весь путь		3279,5	0,298	1979	35	3,2	-	-	9,43	-	-	-	0,626	Малонадежная

Направление №7 от ЦТП г.Кировска до ул. Ленинградская, 28 (П344)

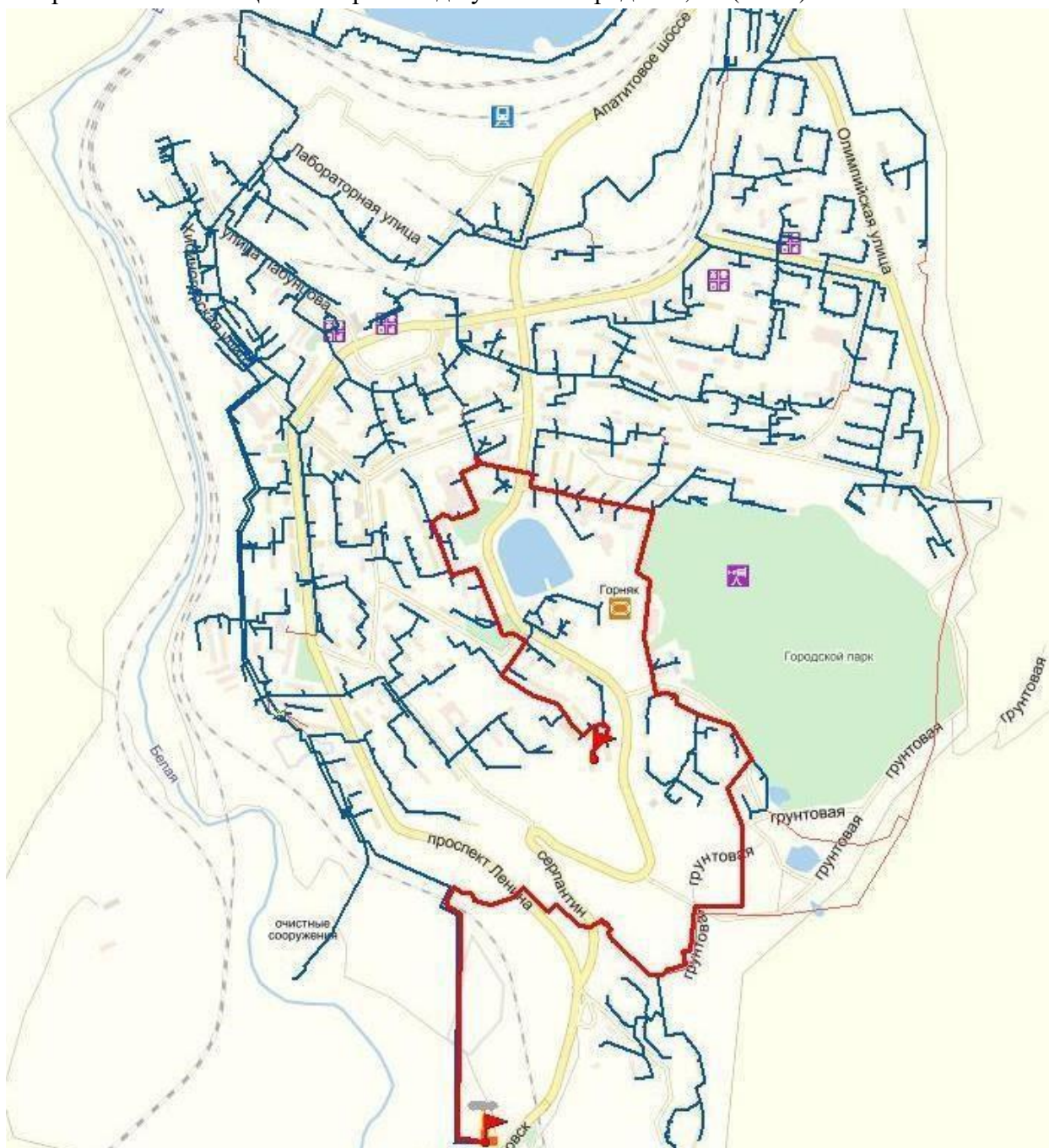


Рисунок 11.4.16 - Направление №7 от ЦТП г. Кировска (зона действия АТЭЦ)

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя

Таблица 11.4.16 – расчет надежности направления № 7 от ЦТП г. Кировск

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец	L	D		τ	α	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\omega \bar{i}$	pі	Pс=Pr i	
1	ЦТП г.Кировск	УЦТП	10	0,706	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,06	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
2	УЦТП	УЦТП7	10	0,309	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,02	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
3	УЦТП7	УНС7	1125	0,309	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	11,47	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
4	УНС7	ТНС №7	10	0,309	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	9,02	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
5	ТНС №7	V-тк-8в	704	0,309	2013	1,0	0,8	0,0	0,0	10,55	0,119	0,0	1,0	1,0	Высоконадежная
6	V-тк-8в	V-тк-15	73	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,13	0,119	0,001	0,999	0,999	Высоконадежная
7	V-тк-15	V-тк-16	110	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,2	0,119	0,002	0,998	0,997	Высоконадежная
8	V-тк-16	УП339/1	90	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,16	0,119	0,002	0,998	0,995	Высоконадежная
9	УП339/1	УП339/2	42	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,07	0,119	0,001	0,999	0,994	Высоконадежная
10	УП339/2	V-тк-17б	70	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,12	0,119	0,001	0,999	0,993	Высоконадежная
11	V-тк-17б	V-тк-67а	305	0,309	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,67	0,119	0,006	0,994	0,987	Высоконадежная
12	V-тк-67а	I-тк-67	165	0,309	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,36	0,119	0,003	0,997	0,984	Высоконадежная
13	I-тк-67	I-тк-66	61	0,309	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,13	0,119	0,001	0,999	0,983	Высоконадежная
14	I-тк-66	I-тк-64	60	0,309	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,13	0,119	0,001	0,999	0,982	Высоконадежная
15	I-тк-64	I-тк-63	47	0,309	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,1	0,119	0,001	0,999	0,981	Высоконадежная
16	I-тк-63	I-тк-62	52	0,309	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,11	0,119	0,001	0,999	0,98	Высоконадежная
17	I-тк-62	I-тк-61	58	0,309	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,13	0,119	0,001	0,999	0,979	Высоконадежная
18	I-тк-61	I-тк-20а	100	0,309	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,22	0,119	0,002	0,998	0,977	Высоконадежная
19	I-тк-20а	I-тк-20	68,7	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,12	0,119	0,001	0,999	0,976	Высоконадежная
20	I-тк-20	I-тк-22	85	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,15	0,119	0,002	0,998	0,974	Высоконадежная
21	I-тк-22	I-тк-22а	145	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,26	0,119	0,003	0,997	0,971	Высоконадежная
22	I-тк-22а	I-тк-23	90	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,16	0,119	0,002	0,998	0,97	Высоконадежная
23	I-тк-23	I-тк-23а	60	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,11	0,119	0,001	0,999	0,969	Высоконадежная
24	I-тк-23а	I-тк-23в	71	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,13	0,119	0,001	0,999	0,967	Высоконадежная
25	I-тк-23в	I-тк-23г	197	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,35	0,119	0,004	0,996	0,964	Высоконадежная
26	I-тк-23г	I-тк-27	48	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,09	0,119	0,001	0,999	0,963	Высоконадежная
27	I-тк-27	I-тк-29	100	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,18	0,119	0,002	0,998	0,961	Высоконадежная
28	I-тк-29	I-тк-78	95	0,259	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,17	0,119	0,002	0,998	0,959	Высоконадежная
29	I-тк-78	I-тк-79	93	0,207	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,13	0,119	0,002	0,998	0,957	Высоконадежная
30	I-тк-79	I-тк-80	35	0,207	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,05	0,119	0,001	0,999	0,957	Высоконадежная
31	I-тк-80	I-тк-82	220	0,15	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,2	0,119	0,004	0,996	0,953	Высоконадежная
32	I-тк-82	I-тк-84	73	0,15	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,07	0,119	0,001	0,999	0,952	Высоконадежная
33	I-тк-84	I-тк-85	40	0,15	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,04	0,119	0,001	0,999	0,951	Высоконадежная
34	I-тк-85	УП337/1	35	0,15	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,03	0,119	0,001	0,999	0,95	Высоконадежная
35	УП337/1	I-тк-87	54	0,082	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,02	0,119	0,001	0,999	0,949	Высоконадежная
36	I-тк-87	2П344	35	0,082	1989	25	1,75	0,081	0,16	9,02	0,119	0,001	0,999	0,949	Высоконадежная
Σ	Весь путь		2392,7	0,24	1989	25	1,75	-	-	9,16	-	-	-	0,949	Высоконадежная

Расчет надежности тепловых сетей от котельной АНОФ-3

На рисунке ниже представлена схема теплоснабжения от котельной АНОФ-3, с указанием основных направлений.

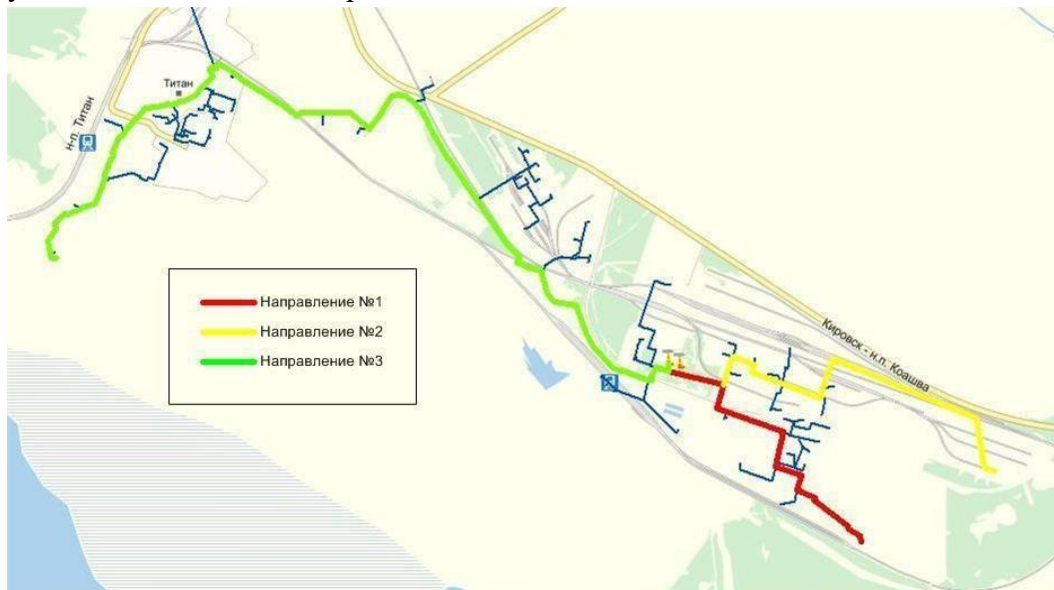


Рисунок 11.4.17 Направления от котельной АНОФ-3

Направление №1 от котельной АНОФ-3 до НОВ ЦПВ (П8)

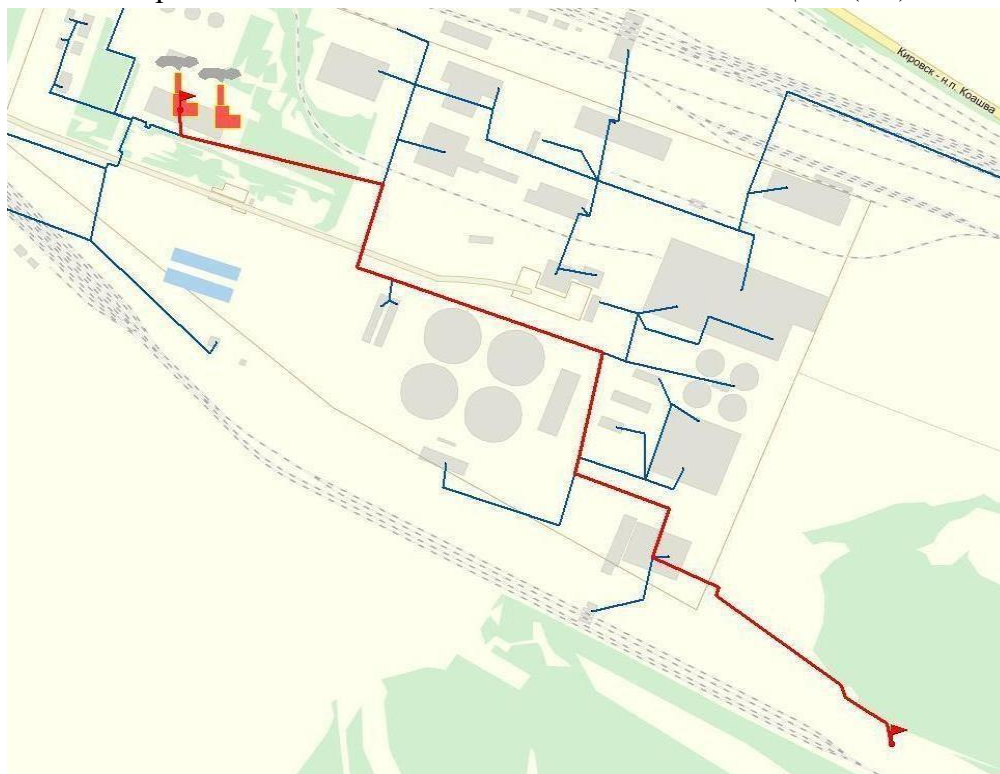


Рисунок 11.4.18 - Направление №1 от котельной АНОФ-3

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.17 - Расчет надежности направления №1 от котельной АНОФ-3															
№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец													
1	ПСВ Котельная АНОФ-3	ТК-1	100	0,518	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,41	0,119	0,008	0,992	0,992	Высоконадежная
2	ТК-1	ТК-84	346	0,518	1980	34	2,74	0,081	0,676	10,41	0,119	0,028	0,973	0,965	Высоконадежная
3	ТК-84	ТК-85	216	0,414	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,67	0,119	0,017	0,983	0,948	Высоконадежная
4	ТК-85	ТК-87	315	0,414	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,98	0,119	0,025	0,975	0,924	Высоконадежная
5	ТК-87	ТК-88	148	0,414	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,46	0,119	0,012	0,988	0,913	Высоконадежная
6	ТК-88	ТК-91	40	0,414	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,12	0,119	0,003	0,997	0,911	Высоконадежная
7	ТК-91	ТК-92	92	0,15	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,08	0,119	0,007	0,993	0,904	Высоконадежная
8	ТК-92	П8	568	0,08	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,25	0,119	0,046	0,955	0,863	Надежная
Σ	Весь путь		1825	0,365	1980	34	2,74	-	-	9,55	-	-	-	0,863	Надежная

Направление №2 от котельной АНОФ-3 до АБК склад №6 ТСЦ (П24)



Рисунок 11.4.19 - Направление №2 от котельной АНОФ-3

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.18 - Расчет надежности направления №2 от котельной АНОФ-3

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец													
1	ПСВ Котельная АНОФ- 3	ТК- 1	100	0,518	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,41	0,119	0,008	0,992	0,992	Высоконадежная
2	ТК-1	ТК-84	346	0,518	1980	34	2,74	0,081	0,676	10,41	0,119	0,028	0,973	0,965	Высоконадежная
3	ТК-84	ТК-95	97	0,315	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,22	0,119	0,008	0,992	0,957	Высоконадежная
4	ТК-95	ТК-96	114	0,315	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,26	0,119	0,009	0,991	0,949	Высоконадежная
5	ТК-96	ТК-97	124	0,315	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,28	0,119	0,01	0,99	0,939	Высоконадежная
6	ТК-97	ТК-98	200	0,315	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,45	0,119	0,016	0,984	0,924	Высоконадежная
7	ТК-98	ТК-102	200	0,315	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,45	0,119	0,016	0,984	0,909	Высоконадежная
8	ТК-102	ТК-103	54	0,207	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,07	0,119	0,004	0,996	0,905	Высоконадежная
9	ТК-103	П24	1076	0,1	1980	34	2,74	0,081	0,676	9,61	0,119	0,087	0,917	0,83	Надежная
Σ	Весь путь		2311	0,324	1980	34	2,74	-	-	9,46	-	-	-	0,83	Надежная

Направление №3 от котельной АНОФ-3 до очистных сооружений (ТП46)



Рисунок 11.4.20 - Направление №3 от котельной АНОФ-3

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.19 – Расчет надежности направления № 3 от котельной АНОФ-3

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец													
1	котельная АНОФ-3	ТК-1	100	0,518	1984	30	2,24	0,081	0,315	9,41	0,119	0,004	0,996	0,996	Высоконадежная
2	ТК-1	ТК-2	100	0,518	1984	30	2,24	0,081	0,315	9,41	0,119	0,004	0,996	0,993	Высоконадежная
3	ТК-2	ТК-9	135	0,518	1984	30	2,24	0,081	0,315	9,55	0,119	0,005	0,995	0,988	Высоконадежная
4	ТК-9	ТК-13	830	0,518	1984	30	2,24	0,081	0,315	12,39	0,119	0,031	0,969	0,957	Высоконадежная
5	ТК-13	ТК-17	1238	0,518	1984	30	2,24	0,081	0,315	14,06	0,119	0,046	0,955	0,914	Высоконадежная
6	ТК-17	ТК-35	778	0,518	1984	30	2,24	0,081	0,315	12,18	0,119	0,029	0,971	0,887	Надежная
7	ТК-35	ТК-37	605	0,367	1985	29	2,13	0,081	0,269	10,64	0,119	0,019	0,981	0,87	Надежная
8	ТК-37	ТК-39	319,1	0,359	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,84	0,119	0,01	0,99	0,862	Надежная
9	ТК-39	ТК-41	1340	0,359	1985	29	2,13	0,081	0,269	12,53	0,119	0,043	0,958	0,825	Надежная
10	ТК-41	ТК-43	175,3	0,359	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,46	0,119	0,006	0,994	0,821	Надежная
11	ТК-43	НС№8	21,3	0,359	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,06	0,119	0,001	0,999	0,82	Надежная
12	НС №8	ТК-44	4	0,359	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,01	0,119	0,0	1,0	0,82	Надежная
13	ТК-44	ТК-45	178	0,359	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,47	0,119	0,006	0,994	0,815	Надежная
14	ТК-45	ТК-55	256	0,309	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,56	0,119	0,008	0,992	0,809	Надежная
15	ТК-55	ТК-74	421	0,309	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,93	0,119	0,013	0,987	0,798	Надежная
16	ТК-74	ТК-76	7465	0,309	1985	29	2,13	0,081	0,269	25,41	0,119	0,239	0,787	0,628	Малонадежная
17	ТК-76	ТК-79	273,7	0,1	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,16	0,119	0,009	0,991	0,623	Малонадежная
18	ТК-79	ТК-81	201	0,1	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,11	0,119	0,006	0,994	0,619	Малонадежная
19	ТК-81	ТК-82	213,4	0,1	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,12	0,119	0,007	0,993	0,615	Малонадежная
20	ТК-82	ТК-83	62,9	0,082	1985	29	2,13	0,081	0,269	9,03	0,119	0,002	0,998	0,613	Малонадежная
21	ТК-83	ТП46	7	0,051	1985	29	2,13	0,081	0,269	9	0,119	0	1	0,613	Малонадежная
Σ	Весь путь		14723,7	0,332	1985	29	2,13	-	-	10,82	-	-	-	0,613	Малонадежная

Расчет надежности тепловых сетей от БМЭК

На рисунке ниже представлена схема теплоснабжения от БМЭК н.п. Коашва, с указанием основных направлений.



Рисунок 11.4.21 - Направления от БМК н.п. Коашва

Направление №1 БМК н.п. Коашва до детского сада №30 (КП15).



Рисунок 11.4.22 - Направление №1 от электрической БМК н.п. Кошва

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.20 – расчет надежности направления № 1 от БМЭК н.п. Коашва

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов, $\lambda_0=f(\tau)$	Частота отказов учаска λ	Время необходимое для ликвидации повреждений z_p	Относительная доля (накопленная частота \bar{z}	Поток отказов участка тепловой сети $\bar{\omega}i$	Вероятность безотказной работы участка p_i	Средняя вероятность безотказной работы $P_c=\prod p_i$	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец													
1	ЭБМК н.п. Коашва	ТК-8	120	0,414	1982	32	2,48	0,081	0,449	9,37	0,119	0,006	0,994	0,994	Высоконадежная
2	ТК-8	ТК-9	75	0,414	1982	32	2,48	0,081	0,449	9,23	0,119	0,004	0,996	0,99	Высоконадежная
3	ТК-9	ТК-10	75	0,414	1982	32	2,48	0,081	0,449	9,23	0,119	0,004	0,996	0,986	Высоконадежная
4	ТК-10	ТК-11	75	0,414	1982	32	2,48	0,081	0,449	9,23	0,119	0,004	0,996	0,982	Высоконадежная
5	ТК-11	ТК-12	150	0,414	1982	32	2,48	0,081	0,449	9,47	0,119	0,008	0,992	0,974	Высоконадежная
6	ТК-12	ТК-13	115	0,414	1982	32	2,48	0,081	0,449	9,36	0,119	0,006	0,994	0,968	Высоконадежная
7	ТК-13	ТК-20	456	0,359	1982	32	2,48	0,081	0,449	10,2	0,119	0,024	0,976	0,945	Высоконадежная
8	ТК-20	ТК-24	460	0,359	1982	32	2,48	0,081	0,449	10,21	0,119	0,025	0,976	0,922	Высоконадежная
9	ТК-24	ТК-26	160	0,309	1982	32	2,48	0,081	0,449	9,35	0,119	0,009	0,991	0,914	Высоконадежная
10	ТК-26	ТК-27	205	0,15	1991	23	1,58	0,081	0,131	9,19	0,119	0,003	0,997	0,911	Высоконадежная
11	ТК-27	ТК-28	68	0,125	1991	23	1,58	0,081	0,131	9,05	0,119	0,001	0,999	0,91	Высоконадежная
12	ТК-28	КП15	239	0,082	1991	23	1,58	0,081	0,131	9,11	0,119	0,004	0,996	0,907	Высоконадежная
Σ	Весь путь		2198	0,32	1984	30	2,25	-	-	9,42	-	-	-	0,907	Высоконадежная

Направление №2 от электрической БМЭК н.п. Коашва до Коашва, 10 (КП7).



Рисунок 11.4.23 Направление №2 от электрической БМК н.п. Коашва

В таблице ниже представлен последовательный расчет направления по всем участкам от источника до самого удаленного потребителя.

Таблица 11.4.21 – Расчет надежности направления № 2 от БМЭК н.п. Коашва

№ участка п/п	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке , м	Год ввода участка в эксплуатацию	Срок эксплуатации участка , лет	Коэф-т α	Средневзвешенная частота отказов,	Частота отказов учаска	Время необходимое для ликвидации повреждений	Относительная доля (накопленная частота	Поток отказов участка тепловой сети	Вероятность безотказной работы участка	Средняя вероятность безотказной работы	Степень надежности системы теплоснабжения
	Начало	Конец													
1	ЭБМКн.п. Коа шва	ТК-8	120	0,414	1982	31	2,36	λ0=f(τ)	λ	zр	\bar{z}	$\omega \bar{i}$	рi	Рс=Пр i	Высоконадежная
2	ТК-8	ТК-9	75	0,414	1982	31	2,36	0,081	0,374	9,23	0,119	0,003	0,997	0,991	Высоконадежная
3	ТК-9	ТК-10	75	0,414	1982	31	2,36	0,081	0,374	9,23	0,119	0,003	0,997	0,988	Высоконадежная
4	ТК-10	ТК-11	75	0,414	1982	31	2,36	0,081	0,374	9,23	0,119	0,003	0,997	0,985	Высоконадежная
5	ТК-11	ТК-12	150	0,414	1982	31	2,36	0,081	0,374	9,47	0,119	0,007	0,993	0,978	Высоконадежная
6	ТК-12	ТК-13	115	0,414	1982	31	2,36	0,081	0,374	9,36	0,119	0,005	0,995	0,973	Высоконадежная
7	ТК-13	УП-2	190	0,207	1991	22	1,5	0,081	0,12	9,26	0,119	0,003	0,997	0,971	Высоконадежная
8	УП-2	ТК-14	99	0,207	1991	22	1,5	0,081	0,12	9,13	0,119	0,001	0,999	0,969	Высоконадежная
9	ТК-14	ТК-16	81	0,15	1991	22	1,5	0,081	0,12	9,07	0,119	0,001	0,999	0,968	Высоконадежная
10	ТК-16	ТК-17	18	0,15	1991	22	1,5	0,081	0,12	9,02	0,119	0,0	1,0	0,968	Высоконадежная
11	ТК-17	УП-7	85	0,082	1991	22	1,5	0,081	0,12	9,04	0,119	0,001	0,999	0,967	Высоконадежная
12	УП-7	КП7	54	0,082	1991	22	1,5	0,081	0,12	9,02	0,119	0,001	0,999	0,966	Высоконадежная
Σ	Весь путь		1137	0,3	1986	27	1,97	-	-	9,22	-	-	-	0,966	Высоконадежная

Часть 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ НЕДООТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИЧИНЕ ОТКАЗОВ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) И ПРОСТОЕВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Недоотпуск тепловой энергии отсутствует.

Часть 6. ПРИМЕНЕНИЕ НА ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ РАЦИОНАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ СИСТЕМ С ДУБЛИРОВАННЫМИ СВЯЗЯМИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ НОРМАТИВНУЮ ГОТОВНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Применение рациональных тепловых схем, с дублированными связями, обеспечивающих готовность энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо-, электро- и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива. Источники теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты (стационарные или передвижные). При этом допускается резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%-ную подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

Часть 7. УСТАНОВКА РЕЗЕРВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Установка резервного оборудования на расчетный срок не требуется и не предусматривается в связи с наличием резервов располагаемой мощности существующего оборудования.

Часть 8. ОРГАНИЗАЦИЯ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ НЕСКОЛЬКИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЕДИНУЮ ТЕПЛОВУЮ СЕТЬ

Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть, позволяющая в случае аварии на одном из источников частично обеспечивать единые тепловые нагрузки за счет других источников теплоты, на расчетный срок, не предусматривается.

Часть 9. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ СМЕЖНЫХ РАЙОНОВ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Резервирование тепловых сетей со смежными муниципальными образованиями отсутствуют.

Часть 10. УСТРОЙСТВО РЕЗЕРВНЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Установка резервных насосных станции не требуется.

Часть 11. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОКАЗАТЕЛЯХ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

Уточнена динамика отказов на тепловых сетях за ретроспективный период.

ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

Часть 1. ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Инвестиции в источник

Мероприятие по реконструкции системы теплоснабжения н.п. Титан и АНОФ-3.

В таблице ниже приведены оценки стоимости строительства тепломагистрали и ЦТП н.п. Титан.

Таблица 12.1.1 - Стоимость строительства тепломагистрали и ЦТП н.п.Титан

№	Наименование мероприятия	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)	Примечание
1.	Проектно-изыскательские работы	47034,9	
1.1.	Инженерно-геодезические изыскания	341	По сборнику базовых цен на инженерно-геодезические
1.2.	Инженерно-геологические изыскания	1197,9	
1.3.	Разработка проектной документации с экспертизой	8798,9	По сборнику базовых цен на проектные работы. Раздел
1.4.	Разработка рабочей документации проекта	36697,1	
2.	Общестроительные работы:	163828,5	
2.1.	Земляные работы (планировка трассы, котлованы, обратные засыпки)	14118,5	Предварительный сметный расчет

№	Наименование мероприятия	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)	Примечание
2.2.	Устройство инспекторской дороги и водоотведение	6532,9	Предварительный сметный расчет
2.3.	Устройство фундаментов теплосети, павильонов и ЦТП	33425,7	Предварительный сметный расчет
2.4.	Устройство м/к каркасов зданий, стен павильонов и ЦТП	16518,7	Предварительный сметный расчет
2.5.	Устройство кровли зданий ЦТП и павильонов	2693,9	Предварительный сметный расчет
2.6.	ЦТП и павильоны, Тепломеханическая часть	36930,3	монтаж оборудования, трубопроводов, запорной
2.7.	ЦТП и павильоны, Электротехническая часть	41695,5	монтаж оборудования: трансформаторы,
2.8.	Линия ЛЭП от ПС74 до ЦТП	11913	Предварительный сметный расчет
3.	Трубопроводы тепловой сети Ду=25 (5000 м.п.) Ду=159 (780 м.п.)	158865,3	Предварительный сметный расчет
3.1.	Стоимость труб, отводов, опор	105282,1	
3.2.	Стоимость монтажа	53583,2	
4.	Приобретение оборудования	125420,9	перечень прилагается
	Итого:	495149,6	

В таблице ниже приведен сводный перечень оборудования, необходимого для строительства теплотрассы и ЦТП.

Таблица 12.1.2 - Перечень оборудования теплотрассы и ЦТП

№	Наименование	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)
1	Секционирующая арматура теплотрассы	14271,4
2	Тепломеханическое оборудование ЦТП (теплообменники, ЗРА, КИП и т.п.)	24422,2
3	Насосное оборудование ЦТП	24778,6
4	Баки-аккумуляторы (2 шт, с монтажом)	28591,2
5	Понижающие трансформаторы 1600 кВА, 6/0,4 кВ (2 шт.)	6552,7
6	РУ-6, РУ-0,4	15486,9
7	Преобразователи частоты для сетевых и подпиточных насосов	8935,3
8	Шкафы автоматики	2382,6
ИТОГО		125420,9

В таблице 12.1.3 приведены объёмы инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источника тепловой энергии Апатитская ТЭЦ.

Таблица 12.1.1 – Объемы инвестиций в АТЭЦ

№	Наименование мероприятия	Сумма затрат, тыс. руб.	Период, год		Источник финансирования
			начало	конец	
1	АТЭЦ; Модернизация схем поперечных связей основного и вспомогательного оборудования	45 700,10	10.03.2017	31.12.2024	собственные средства
2	Модернизация главных паропроводов котлов и турбин, общестанционных трубопроводов.	155 000,00	01.07.2020	31.12.2029	собственные средства
3	Модернизация путевого хозяйства ТТЦ	30 000,00	01.07.2020	31.12.2024	собственные средства
4	Модернизация мазутохозяйства	21 100,00	01.01.2018	31.12.2026	собственные средства
5	АТЭЦ; Модернизация системы подпитки тепловых сетей с заменой аккумуляторных баков	245 916,95	01.04.2020	31.12.2029	собственные средства
6	Оснащение пожарной сигнализацией резервуарного парка Апатитской ТЭЦ	2 500,00	01.01.2022	31.12.2024	собственные средства
7	Оснащение эстакады слива мазута маневровой лебёдкой.	1 940,00	01.01.2022	31.12.2024	собственные средства
8	Модернизация системы подготовки и разгрузки полувагонов ТТЦ с очисткой вагонов	130 000,00	01.01.2022	31.12.2029	собственные средства
9	АТЭЦ; Техпереворужение ОРУ	272 205,81	01.04.2017	31.12.2027	собственные средства
10	Техпереворужение градирен	241 426,03	01.03.2021	31.12.2029	собственные средства
12	Техническое перевооружение кабельного полуэтажа главного корпуса Апатитской ТЭЦ с заменой средств пожаротушения	16 500,00	01.03.2025	31.12.2027	собственные средства
13	Техпереворужение химлаборатории с заменой приборов диагностики маслонаполненного оборудования Апатитской ТЭЦ	2 810,00	01.04.2023	12.12.2023	собственные средства
14	Техпереворужение здания КТЦ с установкой грузопассажирских лифтов.	14 700,00	01.01.2024	31.12.2026	собственные средства
15	Техпереворужение электролизной с заменой оборудования	53 725,00	01.05.2023	31.12.2026	собственные средства
16	Модернизация средств измерения вибрации подшипниковых опор турбогенератора № 8 Апатитской ТЭЦ	10 468,40	01.01.2023	31.12.2024	собственные средства

№	Наименование мероприятия	Сумма затрат, тыс. руб.	Период, год		Источник финансирования
			начало	конец	
17	Оснащение системой пожарной защиты помещений главного корпуса Апатитской ТЭЦ	11 550,00	01.01.2023	31.12.2025	собственные средства
18	Модернизация системы водоснабжения собственных нужд Апатитской ТЭЦ	3 800,00	01.01.2023	31.12.2025	собственные средства
19	Модернизация бойлерных установок с заменой арматуры	100 000,00	01.05.2025	31.12.2026	собственные средства
20	Техпереворужение эл. оборудования крана-перегрузателя №2 ТТЦ	25 000,00	01.05.2025	31.12.2029	собственные средства
21	Модер.котлов ПК-10-п2 с целью отказа от мазута	76 760,00	01.09.2022	31.12.2024	собственные средства
Итого:		1 461 102,28			

Увеличение установленной мощности БМЭК н.п. Коашва

Расчет капитальных затрат на реализацию мероприятия по увеличению тепловой мощности электростанционной представлен в таблице ниже.

Таблица 12.1.4 - Расчет капитальных затрат на реализацию мероприятия по увеличению тепловой мощности БМЭК 2022-2026 гг.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Капитальные затраты на приобретение ТЭНов (50 шт.)	тыс. руб.	1 959,1
2	Стоимость монтажа	тыс. руб.	391,8
3	Стоимость пусконаладочных работ	тыс. руб.	156,7
4	Стоимость строительства КТП в соответствии с НЦС 81-02-21-2020, в том числе	тыс. руб.	2977,32
4.1	стоимость проектных и изыскательских работ, включая экспертизу проектной документации	тыс. руб.	84,6
4.2	стоимость технологического оборудования	тыс. руб.	2478,3
4.3	стоимость возведения фундаментов	тыс. руб.	114,7
4.4	стоимость пусконаладочных работ	тыс. руб.	299,7
5	Итого стоимость строительства КТП	тыс. руб.	3691,9
Итого капитальные затраты на реализацию мероприятия		тыс. руб.	6 199,5

Инвестиции в тепловые сети

Мероприятия, планируемые на тепловых сетях АО «ХТК» представлены в таблице ниже.

Таблица 12.1.5 – Мероприятия, планируемые на тепловых сетях АО «ХТК»

№	Содержание мероприятия	Стоимость (с НДС), тыс. руб.	Период	Источник финансирования
1	Модернизация участка трубопровода тепловой сети между павильонами № 4б и № 3, L-4700 м, Ду-500 мм	398,016,95	2022-2026	инвестиционная программа
2	Строительство тепловой сети от III-тк-2а до III-тк-14, L-216 м, Ду-400 мм	9 761,70	2022	инвестиционная программа
3	Модернизация АСУТП насосных	5 467,91	2022-2026	инвестиционная программа
4	Реконструкция трубопровода тепловой сети III-тк-14 до III-тк-4, L-474 м, Ду-300 мм	13 435,99	2022	инвестиционная программа
5	Реконструкция трубопровода тепловой сети IV-ТК-4 до IV-ТК-3, L-254м, Ду-300 мм	5693,33	2024-2025	инвестиционная программа
6	Модернизация участка трубопровода тепловой сети между камерами ТК-0-1 и IV-ТК-1а, L-598,9м, Ду-600мм	90 945,97	2022	инвестиционная программа
7	Модернизация трубопровода тепловой сети II-тк-18 до II-тк-25, L-283 м, Ду-200 мм	17 123	2025	инвестиционная программа
8	Реконструкция трубопровода тепловой сети от павильона 2 до ТП СОК Тирвас, L-1736,4 м, Ду-250 мм	38 351,86	2025	инвестиционная программа
9	Реконструкция секционирующего узла павильона № 5	8 374,99	2022	инвестиционная программа
10	Строительство тепловой сети от IV-тк-13 до I-тк-48в, L-195м, Ду-200мм	8 863,52	2023	инвестиционная программа
11	Модернизация трубопровода тепловой сети IV-тк-15 до IV-тк-18, L-253 м, Ду-200 мм	14 050,24	2026	инвестиционная программа
12	Модернизация узлов секционирования в I-тк-18к и I-тк-17к	6 900,54	2024	инвестиционная программа
13	Металлизация БАГВ.	15 818,67	2025	инвестиционная программа
14	Замена трубопровода от ТК 1-15 до ТК 2-10 с увеличением диаметра. Наладка гидравлических режимов	40 000	2023	инвестиционная программа
15	Модернизация теплового узла в II-тк-6	2 098,31	2022	инвестиционная программа
16	Строительство эффективной насосной станции взамен ТНС-4а	25 896,01	2023	инвестиционная программа
17	Модернизация узлов секционирования в тепловых камерах	24 649,85	2025-2026	инвестиционная программа
18	Внедрение системы моделирования режимов работы тепловых сетей	1 972	2022	инвестиционная программа
19	Строительство тепловой сети от V-тк-17а до I-тк-80, L-565 м, Ду-200 мм	30 140,53	2023	инвестиционная программа

№	Содержание мероприятия	Стоимость (с НДС), тыс. руб.	Период	Источник финансирования
20	Реконструкция трубопровода тепловой сети V-тк-17а до V-тк-17б, L-57,5 м, Ду-150 мм	3 284,50	2024	инвестиционная программа
21	Установка приборов технического учета в насосных станциях, павильонах и тепловых камерах	17 589,06	2023-2025	инвестиционная программа
22	Вывод из эксплуатации участка тепловой сети от IV-тк-3в до IV-тк-3д, L-160 м, Ду-300 мм	854,84	2024	инвестиционная программа
23	Строительство тепловой сети от ЦТП г. Кировск до н.п. Титан (тк-35), L-5 000 м, Ду-250 мм; L-778 м, Ду-150 мм.	249600	2024	инвестиционная программа
План ремонтов на 2022 г.				
1	Восстановительный ремонт тепловых сетей 1-й контур	625982,76	2022	собственные средства
2	Восстановительный ремонт тепловых сетей 2-й контур	4581022,87	2022	собственные средства
3	Изоляционные работы на тепловых сетях	1550711,96	2022	собственные средства
4	Замена запорной арматуры ПТО №1	1209323,16	2022	собственные средства
5	Переврезка Г/О №16 и 16а - район Советской 6	-	2022	собственные средства
6	Перекладка надземного ввода тепловой сети Ду50 на Дом Кирова	-	2022	собственные средства
7	Замена ввода Юбилейная 6	-	2022	собственные средства
8	Замена ввода Юбилейная 4	-	2022	собственные средства
9	Замена участка от камеры 2-ТК-20 до Кондрикова 2	-	2022	собственные средства
10	Замена дренажей Ду200 и 300 около ЦТП	-	2022	собственные средства
11	ТК 1-19б (Кирова 30) замена секционных задвижек Ду200	-	2022	собственные средства

Для подключения Аквапарка и гостиничного комплекса в районе ул. Олимпийской предполагается строительство новой тепловой сети Ду 325 мм от 3-ТК-24 преимущественно в пределах существующей тепловой сети до 3-ТК-33 с

В таблице 12.1.6 представлены мероприятия, рекомендуемые МУП «Хибины» по замене тепловых сетей, исчерпавших свой эксплуатационный ресурс.

Таблица 12.1.6 - Расчет капитальных затрат на перекладку тепловых сетей

№ п/п	Начальная точка – конечная точка участка сети	Внутренний диаметр нового трубопровода, мм	Протяженность тепловых сетей (в двухтрубном исчислении), м	Стоимость прокладки трубопровода по НЦС-81-02-13-2021, тыс. руб./км	Стоимость прокладки трубопровода, тыс. руб.	Стоимость демонтажа старого трубопровода, тыс. руб.	Итого капитальные затраты на перекладку, тыс. руб.
1	ТК-5 – ТК-12	200	485	35620,23	20679,15	3934,81	24613,96
2	ТК-12 – ТК-14	150	209,1	29987,54	7505,66	1429,78	8935,44
3	УТ – УТ-3	100	108,8	24650,84	3210,37	642,4	3852,77
4	УТ-3 – УТ-4	50	46,5	20716,44	1153,09	224,4	1377,49
Итого капитальные затраты					28324,6	5664,9	33989,6

Часть 2. ОБОСНОВАННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

В рассматриваемой схеме теплоснабжения анализируются инвестиционные проекты, по которым могут осуществлять финансирование хозяйствующие субъекты различной отраслевой и муниципальной принадлежности. В общем случае источники инвестиций на реализацию мероприятий, предусмотренными данными инвестиционными проектами представлены на рисунке 12.2.1.

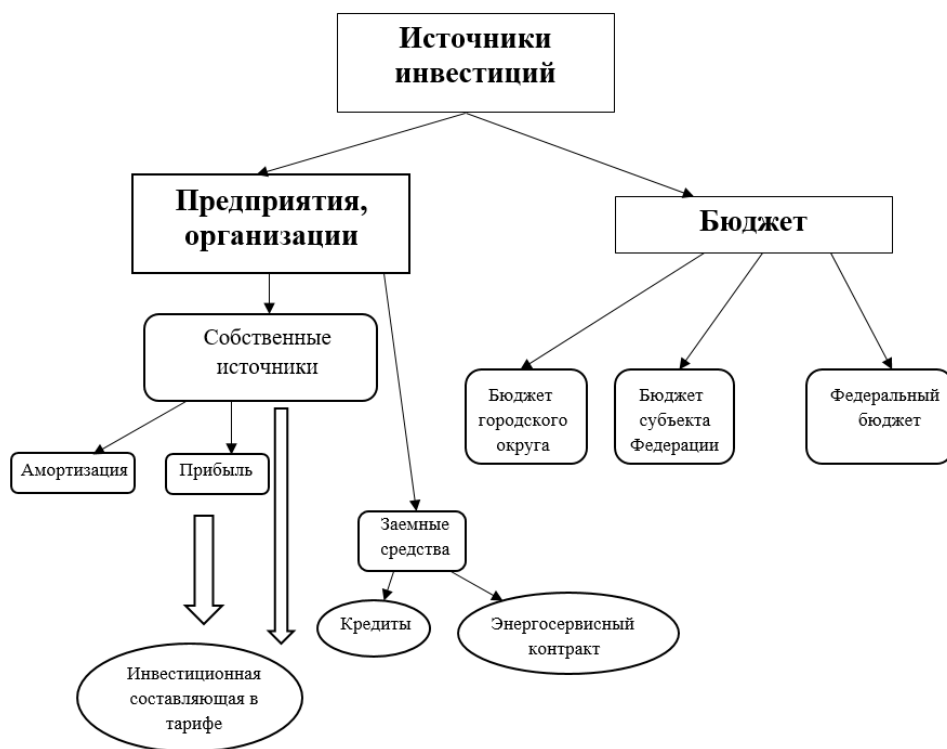


Рисунок 12.2.1 – Источники инвестиций

Часть 3. РАСЧЕТЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

Проекты строительства и последующей эксплуатации теплоэнергетических объектов является общественно значимым, поскольку направлены на удовлетворение нужд населения в части теплоснабжения. Основные социально–экономические результаты, которых удастся достичь, при реализации теплоэнергетических проектов, являются:

- обеспечение потребителей качественным теплоснабжением, отвечающим нормативным требованиям;
- снижение эксплуатационных затрат за счет строительства источников тепловой энергии, тем самым снижается себестоимость;
- повышение надежности и качества теплоснабжения;
- улучшение экологической обстановки, поскольку применяется современное, энергоэффективное оборудование.

Часть 4. РАСЧЕТЫ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения рассмотрены в Главе 14.

Часть 5. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ОБОСНОВАНИИ ИНВЕСТИЦИЙ (ОЦЕНКЕ ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ, ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ) В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ФАКТИЧЕСКИ ОСУЩЕСТВЛЕННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИХ ФАКТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Откорректированы мероприятия, планируемые на источниках тепловой энергии и тепловых сетях.

ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Индикаторы развития систем теплоснабжения представлены в таблице 13.1.1.

Таблица 13.1.1 - Индикаторы развития систем теплоснабжения

№	Показатель	Ед. изм.	ожидаемые показатели		
			Апатитская ТЭЦ	котельная АНОФ-3	БМЭК
1	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	ед.	0	0	0
2	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	ед.	0	0	0
3	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)	кг.у.т./Гкал	179,26	191	143,8
4	отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,76	2,75	7,15
5	коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	27,23	49,68	80,0
6	удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2/Гкал/ч	94,25	35,34	57,52
7	доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа)	%	80,07	0	0
8	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	кг.у.т./кВт	-	0	0
9	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	%	5	-	-
10	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100
11	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой схемы теплоснабжения)	лет	5	5	5

№	Показатель	Ед. изм.	ожидаемые показатели		
			Апатитская ТЭЦ	котельная АНОФ-3	БМЭК
12	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения)	о.е.	100	100	100
13	отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для городского округа)	о.е.	100	100	100
14	отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом РФ об административных правонарушениях, за нарушение законодательства РФ в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства РФ, законодательства РФ о естественных монополиях	о.е.	0	0	0

Часть 1. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ (ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ) В ОЦЕНКЕ ЗНАЧЕНИЙ ИНДИКАТОРОВ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ С УЧЕТОМ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Откорректированы перспективные удельные расходы топлива.

ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Часть 1. ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫЕ РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПО КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей выполнены с учетом реализации мероприятий настоящей Схемы. Результаты расчет представлены в таблицах 14.1.1 – 14.1.3.

**Часть 2. ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫЕ РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПО КАЖДОЙ ЕДИНОЙ
ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Представлены в таблице 14.1.1 – 14.1.3.

**Часть 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ
РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ
РАЗРАБОТАННЫХ ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫХ МОДЕЛЕЙ**

Представлены в таблице 14.1.1 – 14.1.3.

Таблица 14.1.1 - Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения Апатитская ТЭЦ ПАО «ТГК-1»

№ п/п	Наименование показателей	ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	520,63	553,38	553,38	553,38	553,38	553,38	553,38	553,38	553,38	553,38	553,38	553,38	553,38
2	Тариф на производство теплоэнергии с коллекторов, утвержденный	руб./ Гкал	1 193,59	1 240,86	1 290,25	1 341,60	1 395,00	1 450,52	1 508,25	1 568,28	1 630,70	1 695,60	1 763,08	1 833,25	1 906,21
3	Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	621 419	686 667	713 999	742 415	771 965	802 689	834 635	867 855	902 397	938 311	975 653	1 014 484	1 054 858

Таблица 14.1.2 - Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения АНОФ-3 КФ АО «Апатит»

№	Наименования показателей	ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	189689,46	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384	197277,0384
2	Неподконтрольные расходы, в том числе:	тыс. руб.	32284,27	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408	33575,6408
2.1	- расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	5277,95	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068	5489,068
2.2	- расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, включая плату за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов, а также расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	2207,02	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008	2295,3008
2.3	- концессионная плата	тыс. руб.	-													
2.4	- арендная плата	тыс. руб.	-													
2.5	- отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	12107,52	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208	12591,8208
2.6	- амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	12468,65	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396	12967,396
2.7	- налог на прибыль	тыс. руб.	223,13	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552	232,0552
2.8	Прочие расходы	тыс. руб.	-													
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, в том числе:	тыс. руб.	1033749,58	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563	1075099,563
3.1	- расходы на топливо	тыс. руб тыс. тонн	997921,53 51,017	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768	1037838,391 53,05768
3.2	-расходы на теплоноситель	тыс. руб. тыс. м3	- -													
3.3	-расходы на электрическую энергию	тыс. руб. тыс. кВт.ч	33907,52 12,07	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552	35263,8 12,552
3.4	-расходы на тепловую энергию	тыс. руб. Гкал														
3.5	-расходы на холодную воду	тыс. руб	1920,53	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512	1997,3512

		тыс. м3	556,68	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472	578,9472
4	Нормативная прибыль, в том числе:	тыс. руб.	-													
4.1	- величина расходов на капитальные вложения (инвестиции), определенная в соответствии с утвержденной инвестиционной программой	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2	-прибыль, не предусмотренная инвестпрограммой (на мероприятия из схемы теплоснабжения)	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Расчетная предпринимательская прибыль гарантирующей организации	тыс. руб.	1115,65	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276	1160,276
6	Итого необходимая валовая выручка	тыс. руб.	1256838,96	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518	1307112,518
7	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	325100	338104	338104	338104	338104	338104	338104	338104	338104	338104	338104	338104	338104	338104
8	Тариф зот	Руб./Гкал	4519,91	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064	4700,7064

Таблица 14.1.3 - Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения БМЭК МУП «Хибины»

№	Наименование показателей	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	18,488	18,488	18,488	18,488	18,488	18,488	18,488	18,488	18,488	18,488	18,488	18,488	18,488
2	Тариф	руб./ Гкал	3893,7	4088,39	4292,80	4507,44	4732,82	4969,46	5217,93	5478,83	5752,77	6040,41	6342,43	6659,55	6992,53
3	Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	71986,73	75586,06	63924,66	63924,66	63924,66	63924,66	63924,66	63924,66	63924,66	63924,66	63924,66	63924,66	63924,66

Часть 4. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ (ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ) В ОЦЕНКЕ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Данная глава откорректирована в соответствии с полученными данными.

ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Часть 1. РЕЕСТР СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ГРАНИЦАХ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

В таблице представлен реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в муниципальном образовании город Кировск.

Таблица 15.1.1 - Перечень теплоснабжающих организаций

№	Наименование организации	Статус организации	Зона действия	Основание
1	ПАО "ТГК-1" филиал "Кольский"	Единая теплоснабжающая организация	г. Кировск	Решение Совета депутатов города Кировска от 10.06.2014 № 56 «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации на территории муниципального образования город Кировск с подведомственной территорией»
2	КФ АО "Апатит"	Единая теплоснабжающая организация	н.п. Титан	Решение Совета депутатов города Кировска от 10.06.2014 № 56 «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации на территории муниципального образования город Кировск с подведомственной территорией»
3	МУП «Хибины»	Единая теплоснабжающая организация, Теплосетевая организация	н.п. Коашва	Решение Совета депутатов города Кировска от 25.04.2017 № 42 «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации и внесение изменений в решение Совета депутатов города Кировска от 10.06.2014 № 56»
4	АО "Хибинская тепловая компания"	Теплосетевая организация	г. Кировск, н.п. Титан	

Часть 2. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

С 01.07.2014 статус единой теплоснабжающей организации присвоен:

- в границах н.п. Титан – КФ АО «Апатит»;
- в границах города Кировска и микрорайона Кукисвумчорр – Апатитской ТЭЦ Филиал «Кольский» ПАО «ТГК-1».

В апреле 2017 г. было создано МУП «Хибины», в управлении которому передана БМЭК н.п. Коашва и с 26.04.2017 г. присвоен статус единой теплоснабжающей организации в пределах н.п. Коашва (решение совета депутатов города Кировска с подведомственной территорией №42 от 25.04.2017).

С декабря 2017 г. тепловые сети н.п. Коашва исключены из аренды тепловых сетей с АО «ХТК» и переданы в муниципальную собственность г. Кировска с подведомственной территорией. С 11.07.2018 зарегистрировано право хозяйствования тепловых сетей за МУП «Хибины».

Часть 3. ОСНОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ КРИТЕРИИ, В СООТВЕТСТВИИ С КОТОРЫМИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ОПРЕДЕЛЕНА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ

Решение об определении единой теплоснабжающей организации (теплоснабжающих организаций).

Согласно «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации», утвержденных

Постановлением Правительства № 808 от 08.08.2012 г. критериями определения статуса единой теплоснабжающей организации являются:

Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

Размер собственного капитала.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В соответствии с вышеуказанными критериями и с учетом реализованных мероприятий по переводу теплоснабжения г. Кировска от нового источника теплоснабжения – Апатитской ТЭЦ, в рамках инвестиционного проекта «Строительство тепломагистрали от Апатитской ТЭЦ до г. Кировска с ЦТП», а также с учетом выполнения программы по переводу теплоснабжения н.п. Коашва на альтернативный источник теплоснабжения (электрическая блочно-модульная котельная) с последующей передачей указанного источника на баланс Муниципального образования город Кировск с подведомственной территорией, 1 июля 2014г с АО «Апатит» был снят статус единой теплоснабжающей организации по Муниципальному образованию город Кировск с подведомственной территорией.

С 1.07.2014 статус единой теплоснабжающей организации присвоен:

- в границах н.п. Титан – КФ АО «Апатит»;
- в границах города Кировска и микрорайона Кукисвумчорр – Апатитской ТЭЦ Филиал «Кольский» ПАО «ТГК-1».

С 01.01.2016. тепловые сети КФ АО «Апатит» (г. Кировск, мкр. Кукисвумчорр, н.п. Титан, н.п. Коашва) переданы в аренду АО «ХТК». В связи с чем, все функции по тепловым сетям возлагаются на АО «ХТК» как теплосетевую организацию, осуществляющую регулируемый государством вид деятельности на правах аренды в соответствии с установленным тарифом.

В апреле 2017 г. было создано МУП «Хибины», в управлении которому передана БМЭК н.п. Коашва и с 26.04.2017 г. присвоен статус единой теплоснабжающей организации в пределах н.п. Коашва (решение совета депутатов города Кировска с подведомственной территорией №42 от 25.04.2017). С декабря 2017 г. тепловые сети н.п. Коашва исключены из аренды тепловых сетей с АО «ХТК» и переданы в муниципальную собственность г. Кировска с подведомственной территорией.

С декабря 2017 г. тепловые сети н.п. Коашва исключены из аренды тепловых сетей с АО «ХТК» и переданы в муниципальную собственность г. Кировска с подведомственной территорией. С 11.07.2018 зарегистрировано право хозяйствования тепловых сетей за МУП «Хибины».

Часть 4. ЗАЯВКИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ПОДАННЫЕ В РАМКАХ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПРИ ИХ НАЛИЧИИ), НА ПРИСВОЕНИЕ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

В рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, заявки теплоснабжающих организаций, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, отсутствуют.

Часть 5. ОПИСАНИЕ ГРАНИЦ ЗОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)

Зоны деятельности ЕТО на территории муниципального округа город Кировск Мурманской области:

- в границах города Кировска и микрорайона Кукисвумчорр – Апатитской ТЭЦ Филиал «Кольский» ПАО «ТГК-1»;
- в границах н.п. Титан – КФ АО «Апатит»;
- в границах н.п. Коашва – МУП «Хибины»

Часть 6. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ЗОНАХ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ПРОИЗОШЕДШИХ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, И АКТУАЛИЗИРОВАННЫЕ СВЕДЕНИЯ В РЕЕСТРЕ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И РЕЕСТРЕ ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ (В СЛУЧАЕ НЕОБХОДИМОСТИ) С ОПИСАНИЕМ ОСНОВАНИЙ ДЛЯ ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

За период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций - не произошло.

ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Часть 1. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В таблицах ниже приведены объёмы инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии.

Таблица 16.1.1 – Объёмы инвестиций в АТЭЦ

№	Наименование мероприятия	Сумма затрат, тыс. руб.	Период, год		Источник финансирования
			начало	конец	
1	АТЭЦ; Модернизация схем поперечных связей основного и вспомогательного оборудования	45 700,10	10.03.2017	31.12.2024	собственные средства
2	Модернизация главных паропроводов котлов и турбин, общестанционных трубопроводов.	155 000,00	01.07.2020	31.12.2029	собственные средства
3	Модернизация путевого хозяйства ТТЦ	30 000,00	01.07.2020	31.12.2024	собственные средства
4	Модернизация мазутохозяйства	21 100,00	01.01.2018	31.12.2026	собственные средства
5	АТЭЦ; Модернизация системы подпитки тепловых сетей с заменой аккумуляторных баков	245 916,95	01.04.2020	31.12.2029	собственные средства
6	Оснащение пожарной сигнализацией резервуарного парка Апатитской ТЭЦ	2 500,00	01.01.2022	31.12.2024	собственные средства
7	Оснащение эстакады слива мазута маневровой лебёдкой.	1 940,00	01.01.2022	31.12.2024	собственные средства
8	Модернизация системы подготовки и разгрузки полувагонов ТТЦ с очисткой вагонов	130 000,00	01.01.2022	31.12.2029	собственные средства
9	АТЭЦ; Техпереворужение ОРУ	272 205,81	01.04.2017	31.12.2027	собственные средства
10	Техпереворужение градирен	241 426,03	01.03.2021	31.12.2029	собственные средства
12	Техническое перевооружение кабельного полуэтажа главного корпуса Апатитской ТЭЦ с заменой средств пожаротушения	16 500,00	01.03.2025	31.12.2027	собственные средства
13	Техпереворужение химлаборатории с заменой приборов диагностики маслонаполненного оборудования Апатитской ТЭЦ	2 810,00	01.04.2023	12.12.2023	собственные средства

№	Наименование мероприятия	Сумма затрат, тыс. руб.	Период, год		Источник финансирования
			начало	конец	
14	Техпереворужение здания КТЦ с установкой грузопассажирских лифтов.	14 700,00	01.01.2024	31.12.2026	собственные средства
15	Техпереворужение электролизной с заменой оборудования	53 725,00	01.05.2023	31.12.2026	собственные средства
16	Модернизация средств измерения вибрации подшипниковых опор турбогенератора № 8 Апатитской ТЭЦ	10 468,40	01.01.2023	31.12.2024	собственные средства
17	Оснащение системой пожарной защиты помещений главного корпуса Апатитской ТЭЦ	11 550,00	01.01.2023	31.12.2025	собственные средства
18	Модернизация системы водоснабжения собственных нужд Апатитской ТЭЦ	3 800,00	01.01.2023	31.12.2025	собственные средства
19	Модернизация бойлерных установок с заменой арматуры	100 000,00	01.05.2025	31.12.2026	собственные средства
20	Техпереворужение эл. оборудования крана-перегрузателя №2 ТТЦ	25 000,00	01.05.2025	31.12.2029	собственные средства
21	Модер.котлов ПК-10-п2 с целью отказа от мазута	76 760,00	01.09.2022	31.12.2024	собственные средства
Итого:		1 461 102,28			

Увеличение установленной мощности БМЭК н.п. Коашва

Ниже представлена сметная стоимость работ, связанных с проектом по увеличению установленной мощности БМЭК н.п. Коашва.

Таблица 16.1.2 - Инвестиции на реализацию мероприятия по увеличению тепловой мощности БМЭК 2022-2026 гг.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Капитальные затраты на приобретение ТЭНов (50 шт.)	тыс. руб.	1 959,1
2	Стоимость монтажа	тыс. руб.	391,8
3	Стоимость пусконаладочных работ	тыс. руб.	156,7
4	Стоимость строительства КТП в соответствии с НЦС 81-02-21-2020, в том числе	тыс. руб.	2977,32
4.1	стоимость проектных и изыскательских работ, включая экспертизу проектной документации	тыс. руб.	84,6
4.2	стоимость технологического оборудования	тыс. руб.	2478,3

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
4.3	стоимость возведения фундаментов	тыс. руб.	114,7
4.4	стоимость пусконаладочных работ	тыс. руб.	299,7
5	Итого стоимость строительства КТП	тыс. руб.	3691,9
Итого капитальные затраты на реализацию мероприятия		тыс. руб.	6 199,5

Часть 2. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

В таблице ниже приведены оценки стоимости строительства тепломагистральной и ЦТП н.п.Титан.

Таблица 16.2.1 – Инвестиции в строительства тепломагистральной и ЦТП н.п.Титан

№	Наименование мероприятия	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)	Период реализации
1.	Проектно-изыскательские работы	47034,9	2022
1.1.	Инженерно-геодезические изыскания	341	2022
1.2.	Инженерно-геологические изыскания	1197,9	2022
1.3.	Разработка проектной документации с	8798,9	2022
1.4.	Разработка рабочей документации	36697,1	2022
2.	Общестроительные работы:	163828,5	2022-2023
2.1.	Земляные работы (планировка трассы,	14118,5	2022-2023
2.2.	Устройство инспекторской дороги и	6532,9	2022-2023
2.3.	Устройство фундаментов теплотрассы,	33425,7	2022-2023
2.4.	Устройство м/к каркасов зданий, стен	16518,7	2022-2023
2.5.	Устройство кровли зданий ЦТП и	2693,9	2022-2023
2.6.	ЦТП и павильоны, Тепломеханическая	36930,3	2022-2023
2.7.	ЦТП и павильоны, Электротехническая	41695,5	2022-2023
2.8.	Линия ЛЭП от ПС74 до ЦТП	11913	2022-2023
3.	Трубопроводы тепловой сети Ду=25 (5000	158865,3	2022-2023
3.1.	Стоимость труб, отводов, опор	105282,1	2022-2023
3.2.	Стоимость монтажа трубопроводов и	53583,2	2022-2023
4.	Приобретение оборудования	125420,9	2022-2023
	Итого:	495149,6	

В таблице ниже приведен сводный перечень оборудования, необходимого для строительства теплотрассы и ЦТП.

Таблица 16.2.2 - Перечень оборудования теплотрассы и ЦТП

№	Наименование	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)
1	Секционирующая арматура теплотрассы	14271,4
2	Тепломеханическое оборудование ЦТП (теплообменники,	24422,2
3	Насосное оборудование ЦТП	24778,6

№	Наименование	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)
4	Баки-аккумуляторы (2 шт, с монтажом)	28591,2
5	Понижающие трансформаторы 1600 кВА, 6/0,4 кВ (2 шт.)	6552,7
6	РУ-6, РУ-0,4	15486,9
7	Преобразователи частоты для сетевых и подпиточных	8935,3
8	Шкафы автоматики	2382,6
ИТОГО		125420,9

Таблица 16.2.3 – Мероприятия, планируемые на тепловых сетях АО «ХТК»

№	Содержание мероприятия	Стоимость (с НДС), тыс. руб.	Период	Источник финансирования
1	Модернизация участка трубопровода тепловой сети между павильонами № 4б и № 3, L-4700 м, Ду-500 мм	398,016,95	2022-2026	инвестиционная программа
2	Строительство тепловой сети от III-тк-2а до III-тк-14, L-216 м, Ду-400 мм	9 761,70	2022	инвестиционная программа
3	Модернизация АСУТП насосных	5 467,91	2022-2026	инвестиционная программа
4	Реконструкция трубопровода тепловой сети III-тк-14 до III-тк-4, L-474 м, Ду-300 мм	13 435,99	2022	инвестиционная программа
5	Реконструкция трубопровода тепловой сети IV-ТК-4 до IV-ТК-3, L-254м, Ду-300 мм	5693,33	2024-2025	инвестиционная программа
6	Модернизация участка трубопровода тепловой сети между камерами ТК-0-1 и IV-ТК-1а, L-598,9м, Ду-600мм	90 945,97	2022	инвестиционная программа
7	Модернизация трубопровода тепловой сети II-тк-18 до II-тк-25, L-283 м, Ду-200 мм	17 123	2025	инвестиционная программа
8	Реконструкция трубопровода тепловой сети от павильона 2 до ТП СОК Тирвас, L-1736,4 м, Ду-250 мм	38 351,86	2025	инвестиционная программа
9	Реконструкция секционирующего узла павильона № 5	8 374,99	2022	инвестиционная программа
10	Строительство тепловой сети от IV-тк-13 до I-тк-48в, L-195м, Ду-200мм	8 863,52	2023	инвестиционная программа
11	Модернизация трубопровода тепловой сети IV-тк-15 до IV-тк-18, L-253 м, Ду-200 мм	14 050,24	2026	инвестиционная программа
12	Модернизация узлов секционирования в I-тк-18к и I-тк-17к	6 900,54	2024	инвестиционная программа
13	Металлизация БАГВ.	15 818,67	2025	инвестиционная программа
14	Замена трубопровода от ТК 1-15 до ТК 2-10 с увеличением диаметра. Наладка гидравлических режимов	40 000	2023	инвестиционная программа

№	Содержание мероприятия	Стоимость (с НДС), тыс. руб.	Период	Источник финансирования
15	Модернизация теплового узла в II-тк-6	2 098,31	2022	инвестиционная программа
16	Строительство эффективной насосной станции взамен ТНС-4а	25 896,01	2023	инвестиционная программа
17	Модернизация узлов секционирования в тепловых камерах	24 649,85	2025-2026	инвестиционная программа
18	Внедрение системы моделирования режимов работы тепловых сетей	1 972	2022	инвестиционная программа
19	Строительство тепловой сети от V-тк-17а до I-тк-80, L-565 м, Ду-200 мм	30 140,53	2023	инвестиционная программа
20	Реконструкция трубопровода тепловой сети V-тк-17а до V-тк-17б, L-57,5 м, Ду-150 мм	3 284,50	2024	инвестиционная программа
21	Установка приборов технического учета в насосных станциях, павильонах и тепловых камерах	17 589,06	2023-2025	инвестиционная программа
22	Вывод из эксплуатации участка тепловой сети от IV-тк-3в до IV-тк-3д, L-160 м, Ду-300 мм	854,84	2024	инвестиционная программа
23	Строительство тепловой сети от ЦТП г. Кировск до н.п. Титан (тк-35), L-5 000 м, Ду-250 мм; L-778 м, Ду-150 мм.	249600	2024	инвестиционная программа
План ремонтов на 2022 г.				
1	Восстановительный ремонт тепловых сетей 1-й контур	625982,76	2022	собственные средства
2	Восстановительный ремонт тепловых сетей 2-й контур	4581022,87	2022	собственные средства
3	Изоляционные работы на тепловых сетях	1550711,96	2022	собственные средства
4	Замена запорной арматуры ПТО №1	1209323,16	2022	собственные средства
5	Переврезка Г/О №16 и 16а - район Советской 6	-	2022	собственные средства
6	Перекладка надземного ввода тепловой сети Ду50 на Дом Кирова	-	2022	собственные средства
7	Замена ввода Юбилейная 6	-	2022	собственные средства
8	Замена ввода Юбилейная 4	-	2022	собственные средства
9	Замена участка от камеры 2-ТК-20 до Кондрикова 2	-	2022	собственные средства
10	Замена дренажей Ду200 и 300 около ЦТП	-	2022	собственные средства
11	ТК 1-196 (Кирова 30) замена секционных задвижек Ду200	-	2022	собственные средства

В таблице 16.2.4 представлены мероприятия, рекомендуемые МУП «Хибины» по замене тепловых сетей, исчерпавших свой эксплуатационный ресурс.

Таблица 16.2.4 - Инвестиции на перекладку тепловых сетей

№ п/п	Участок	Внутренний диаметр нового трубопровода, мм	Протяженность тепловых сетей (в 2х тр. исчислении), м	Ориентировочная стоимость, тыс. руб.	Период реализации
1	ТК-5 – ТК-12	200	485	24613,96	2022-2023
2	ТК-12 – ТК-14	150	209,1	8935,44	2022-2023
3	УТ – УТ-3	100	108,8	3852,77	2022-2023
4	УТ-3 – УТ-4	50	46,5	1377,49	2022-2023
				33989,6	

Мероприятия по установке приборов учета у потребителей тепловой энергии представлен в таблице 16.2.5.

Таблица 16.2.5 - Инвестиции на установку приборов учета у потребителей

№	Потребители	Ориентировочная стоимость, тыс. руб.	Период реализации
1	Апатитская ТЭЦ г. Кировск и мкрн. Кукисвумчорр	141000,0	2022-2028
2	АНОФ-3	4500,0	2022-2028
3	БМЭК	600,0	2022-2028
	Итого	146100,0	

Часть 3. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕХОД ОТ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Суммарная стоимость установки АИТП у всех потребителей г. Кировск и с полным переходом на закрытую схему теплоснабжения на перспективу до 2034 года составит 398,41 млн. рублей.

ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Перечень замечаний и предложений были направлены в формате предоставленных исходных данных.

ГЛАВА 18. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В ходе проведения актуализации Схемы теплоснабжения муниципального округа город Кировск Мурманской области были внесены изменения согласно федерального закона от 30.12.2021 № 438-ФЗ о внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и предоставленным данным ресурсоснабжающими организациями и администрацией МО город Кировск.