



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ЗАТО ГОРОД ЗАОЗЕРСК
С 2013 ПО 2027 ГОД**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

УТВЕРЖДАЮ

СОГЛАСОВАНО

« ____ » _____ 2013 г.

« ____ » _____ 2013 г.

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ЗАТО ГОРОД ЗАОЗЕРСК
С 2013 ПО 2027 ГОД**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

**Санкт-Петербург
2013**

Оглавление

Введение	7
1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	9
1.1. Функциональная структура теплоснабжения	9
1.1.1. Общие данные	9
1.2. Источники тепловой энергии	9
1.2.1. Структура основного оборудования. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования.....	9
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности.....	12
1.2.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто	12
1.2.4. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	12
1.2.5. Среднегодовая загрузка оборудования.....	13
1.2.6. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	15
1.3. Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты	15
1.3.1. Структура тепловых сетей	15
1.3.2. Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	16
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки.....	16
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	16
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	17
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	18
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	18
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	18
1.3.9. Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	19
1.3.10. Процедуры летних ремонтов с параметрами и методами испытаний тепловых сетей	19
1.3.11. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	25
1.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	25
1.3.13. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям.....	25
1.3.14. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	25
1.3.15. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	27
1.3.16. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	27
1.3.17. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	27
1.3.18. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	27

1.4.	Зоны действия источников тепловой энергии	27
1.5.	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	28
1.5.1.	Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха	28
1.5.2.	Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	31
1.5.3.	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	31
1.6.	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто	33
1.7.	Балансы теплоносителя	35
1.8.	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	36
1.8.1.	Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива.....	36
1.9.	Надежность теплоснабжения.....	36
1.10.	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	39
1.11.	Тарифы в сфере теплоснабжения	43
1.11.1.	Динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов по каждому из регулируемых видов деятельности	43
1.11.2.	Структуры тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	44
1.11.3.	Плата за подключение к тепловым сетям.....	45
1.11.4.	Платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	45
1.12.	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа	45
2.	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	46
2.1.	Общие положения.....	46
2.2.	Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	47
2.3.	Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.....	47
2.4.	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.....	49
2.5.	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.....	55
2.6.	Прогнозы 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	55
2.7.	Прогнозы объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах	61
2.8.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель	61

2.9.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения	61
2.10.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.....	62
3.	Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа.....	65
3.1.	Общие сведения	65
3.2.	Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топологической основе.....	66
3.3.	Геоинформационная система (ГИС) Zulu	67
3.4.	Возможности ГИС Zulu.....	67
3.5.	Организация графических данных	69
3.6.	Работа с системами координат и картографическими проекциями	71
3.7.	Организация семантических данных	71
3.8.	Представление данных на карте.....	72
3.9.	Организация карт	73
3.10.	Редактирование объектов.....	73
3.11.	Векторные оверлейные операции	74
3.12.	Корректировка растров	74
3.13.	Моделирование сетей и топологические задачи на сетях	74
3.14.	Модуль ZuluThermo	75
3.15.	Построение расчетной модели тепловой сети	76
3.16.	Наладочный расчет тепловой сети.....	87
3.17.	Поверочный расчет тепловой сети.....	88
3.18.	Конструкторский расчет тепловой сети	89
3.19.	Расчет требуемой температуры на источнике	89
3.20.	Коммутационные задачи.....	89
3.21.	Пьезометрический график	89
3.22.	Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию	91
3.23.	Сервер геоинформационной системы Zulu	91
3.24.	Особенности ZuluServer	92
3.25.	Электронная модель существующей системы теплоснабжения.....	94
3.26.	Адресный план города	95
3.27.	Расчетные слои ZULU по отдельным зонам теплоснабжения города.....	96
3.28.	Рекомендации по организации внедрения и использования ЭМ.....	98
3.29.	Организация механизмов информационного взаимодействия	98
3.30.	Требования к квалификации персонала	99
4.	Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки.....	101
4.1.	Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии	101
4.2.	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 магистрального вывода	104
4.3.	Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	104

5.	Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	105
6.	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	108
6.1.	Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	108
6.2.	Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	112
6.3.	Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	112
6.4.	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	112
6.5.	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	113
6.6.	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	113
6.7.	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	113
6.8.	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	113
6.9.	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	114
6.10.	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа	114
6.11.	Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	114
6.12.	Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе	114
7.	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	117
7.1.	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	117
7.2.	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.....	117
7.3.	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	117

7.4.	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	118
7.5.	Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	118
7.6.	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	118
7.7.	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	118
7.8.	Строительство и реконструкция насосных станций	119
8.	Перспективные топливные балансы	120
8.1.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа	120
8.2.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива.....	123
9.	Оценка надежности теплоснабжения	126
10.	Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	129
10.1.	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	129
10.1.1.	Оценка капитальных вложений в техническое перевооружение существующей котельной №53	130
10.1.2.	Оценка капитальных вложений в строительство новой котельной на твердом топливе ...	131
10.1.3.	Оценка капитальных вложений в строительство новых электрокотельных	132
10.1.4.	Оценка капитальных вложений в перекладку тепловых сетей	132
10.1.5.	Оценка капитальных вложений в мероприятия по переходу от открытой к закрытой системе теплоснабжения	136
10.1.6.	Распределение капиталовложений по годам в течение всего периода реализации мероприятий по развитию схемы теплоснабжения г. Заозерска	138
10.2.	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.....	145
10.3.	Расчет эффективности инвестиций	148
10.3.1.	Методика оценки эффективности инвестиций	148
10.3.2.	1.3.2 Экономическое окружение проекта	150
10.3.3.	Текущие затраты, относимые на себестоимость	154
10.4.	Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения	207
11.	Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	212
	Приложение А Результаты расчета гидравлического режима	219
	Приложение Б Пьезометрические графики.....	220

Введение

Закрытое административно-территориальное образование город Заозерск образовано с целью создания условий для безопасного и надежного функционирования объектов Северного флота и поддержания боеготовности одиннадцатой эскадры атомных подводных лодок.

Закрытое административно-территориальное образование город Заозерск Мурманской области основан в 1958 году, когда был утвержден генеральный план застройки населенного пункта на берегу губы Большая Лопаткина.

Решением исполкома Мурманского областного Совета трудящихся №46 от 10.01.63 по представлению Кольского райисполкома населенному пункту присвоено наименование поселок Заозёрный.

Населенный пункт поселок Заозёрный с 10.01.63 г. был зарегистрирован и относился к Урагубскому сельсовету до начала 80-х годов (Справочник Административно-территориального деления Мурманской области 1920-1993 гг.).

В январе 1972 года посёлок Заозёрный в открытой переписке стал именоваться г. Североморск -7.

Указом Президиума Верховного Совета РСФСР от 14.09.81 «06 образовании закрытых городов» поселку Заозёрный присвоен статус города.

Распоряжением исполкома Мурманского Областного Совета народных депутатов от 12.10.81 г. № 615/278-рс для открытой переписки присвоено наименование г. Мурманск-150.

В соответствии с Законом РФ "О закрытом административно-территориальном образовании" от 14 июля 1992 года № 3297-1 и Постановлением Верховного Совета РФ "О порядке введения в действие Закона "О закрытом административно - территориальном образовании" от 14 июля 1992 года № 3298-1 образовано закрытое административно - территориальное образование - ЗАТО Мурманск-150 (Закрытое наименование - ЗАТО город Заозерск).

Распоряжением Правительства РФ от 14 января 1994 года № 3-р снят гриф секретности с наименования ЗАТО город Заозерск.

Указом Президента Российской Федерации от 30 июня 2000 года №1208 были утверждены границы ЗАТО и закреплены Законом Мурманской области от 2.12.2004 № 530-01-ЗМО. В состав ЗАТО вошли город Заозерск, базы Северного флота,

расположенные в губе Нерпичья, губе Большая Лопаткина, губе Малая Лопаткина, а также территория губы Андреева. Общая площадь территории – 51 604 Га.

Границы ЗАТО города Заозерска проходят:

- *на севере* – от места пересечения границы земель запаса Кольского района с южным берегом Мотовского залива Баренцева моря, по южному берегу Мотовского залива Баренцева моря, через акваторию губы Западная Лица, по южному берегу Мотовского залива Баренцева моря, через акваторию губы Вичаны (включая острова Западный Вичаны и Восточный Вичаны), по южному берегу Мотовского залива Баренцева моря до места пересечения с границей земель запаса Кольского района;

- *на востоке* – по границе земель запаса Кольского района;

- *на юге* – по северной границе войсковой части 62752, по границе земель запаса Кольского района до места пересечения с полосой отвода автомобильной дороги Мурманск –Печенга;

- *на западе* – по восточной границе полосы отвода автомобильной дороги Мурманск – Печенга до места пересечения с границей земель запаса Кольского района, по границе земель запаса Кольского района до места пересечения с южным берегом Мотовского залива Баренцева моря.

Население Поселения по данным Всероссийской переписи населения 2013 г. составляет 10 375 человек.

В настоящий момент наблюдается тенденция к сокращению населения.

По данным Всероссийской переписи населения за 2002, 2010, 2013 г. население Поселения составляло:

- в 2002 г. – 12 687 человек;
- в 2010 г. – 11 199 человек;
- в 2013 г. – 10 375 человек.

По данным предоставленным МКУ «Служба заказчика» численность населения на июль 2013 года составляет 10 021 человек.

В Поселении открыты две средние общеобразовательные школы, три детских сада, детская спортивная школа, детско-юношеский центр, центр юного туриста, центр детско-юношеского творчества, межшкольный учебный комбинат.

1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1. Общие данные

На территории ЗАТО расположены три котельные: котельная инв. №10 военный городок №3 г. Заозерск, Котельная инв. № 3 военный городок № 7 г. Заозёрск и Котельная инв. № 53 военный городок № 1 г. Заозёрск. Все три котельные и тепловые сети находятся в собственности открытого акционерного общества «Ремонтно-эксплуатационное управление» (филиал ОАО «РЭУ» «Мурманский»). Теплоснабжение непосредственно городского поселения осуществляется от котельной инв. №53. Потребителями тепловой энергии в городе являются жилые многоквартирные дома и общественная застройка. Малоэтажная жилая застройка на территории города отсутствует.

Система теплоснабжения в городе Заозерск открытая, двухтрубная. Температурный график сетевой воды 95/70°C.

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Структура основного оборудования. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования.

Централизованное теплоснабжение ЗАТО город Заозерск осуществляется за счёт котельной инв. №53. На котельной установлено 5 водогрейных котлов высокого давления марки КВГМ-20-150 производства Дорогобужского котельного завода и 6 паровых котлов высокого давления марки ДКВР-10/13 производства Бийского котельного завода. Все котлы работают на жидком топливе. В качестве основного топлива используется флотский мазут Ф-5.

Сведения об основном оборудовании котельной инв. №53 приведены в таблицах 1-2.

Таблица 1. Технические характеристики водогрейных котлов

№ п/п	Разм-ть	1	2	3	4	5
Тип, марка котла		КВГМ-20-150	КВГМ-20-150	КВГМ-20-150	КВГМ-20-150	КВГМ-20-150
Завод-изготовитель		Дорогобужский котельный завод				
Год изготовления		11.1993	11.1993	06.1981	03.1989	06.1990
Год ввода в эксплуатацию		04.12.1997	04.12.1997	14.11.1982	17.12.1990	14.12.1992
Год последнего ремонта		2011	2002	2006	2008	2004
Температура воды	°С	150	150	150	150	150
Давление воды	кгс/см ²	20	20	20	20	20
Поверхность нагрева	м ²	665	665	665	665	665
Производительность	Гкал	20	20	20	20	20
Производительность	т/час	320	320	320	320	320

Таблица 2. Технические характеристики паровых котлов

№ п/п	Разм-ть	1	2	3	4	5	6
Тип, марка котла		ДКВР-10/13 №1	ДКВР-10/13 №2	ДКВР-10/13 №3	ДКВР-10/13 №4	ДКВР-10/13 №5	ДКВР-10/13 №6
Завод-изготовитель		Бийский котельный завод					
Год изготовления		1982	1980	1977	1984	1999	1969
Год ввода в эксплуатацию		17.10.1985	23.09.1982	17.11.1979	08.12.1985	13.09.2001	02.11.1971
Год последнего ремонта		1988	1996	2011	1998	-	1996
Температура пара	°С	194	194	194	194	194	194
Давление пара	кгс/см ²	13	13	13	13	13	13
Поверхность нагрева	м ²	252	252	252	252	252	252
Производительность	Гкал	7	7	7	7	7	7
Производительность	т/ч	10	10	10	10	10	10

1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности

Установленная мощность котельной составляет:

- 142 Гкал/час в горячей воде;
- 60 т/ч в паре.

Ограничения тепловой мощности составляют:

- 34 Гкал/ч в горячей воде;
- 20 т/ч в паре.

Располагаемая мощность котельной составляет:

- 108,0 Гкал/ч в горячей воде;
- 40 т/ч в паре.

1.2.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

На собственные нужды котельной инв. №53 города Заозерск расходуется 9,69% отпущенной тепловой энергии, на хозяйственные – 1,2%.

1.2.4. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Котельная инв. № 53 работает по температурному графику 95/70°C. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Осуществление количественного или качественно-количественного способа регулирования не возможно ввиду отсутствия частотных регуляторов на электродвигателях сетевых насосов. Температура нижней срезки - 60°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения. Выбор температурного графика обусловлен требованиями к максимальной температуре теплоносителя во внутренних системах отопления и отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей.

1.2.5. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной г. Заозерск приведена в таблице 3, графически - в виде диаграмм на рисунках 1 и 2.

Суммарная наработка паровых и водогрейных котлов составляет 13 219 часов. Наиболее загружены паровые котлы №4 и №2. Паровые котлы №5 и №6 с января по июль текущего года не работали.

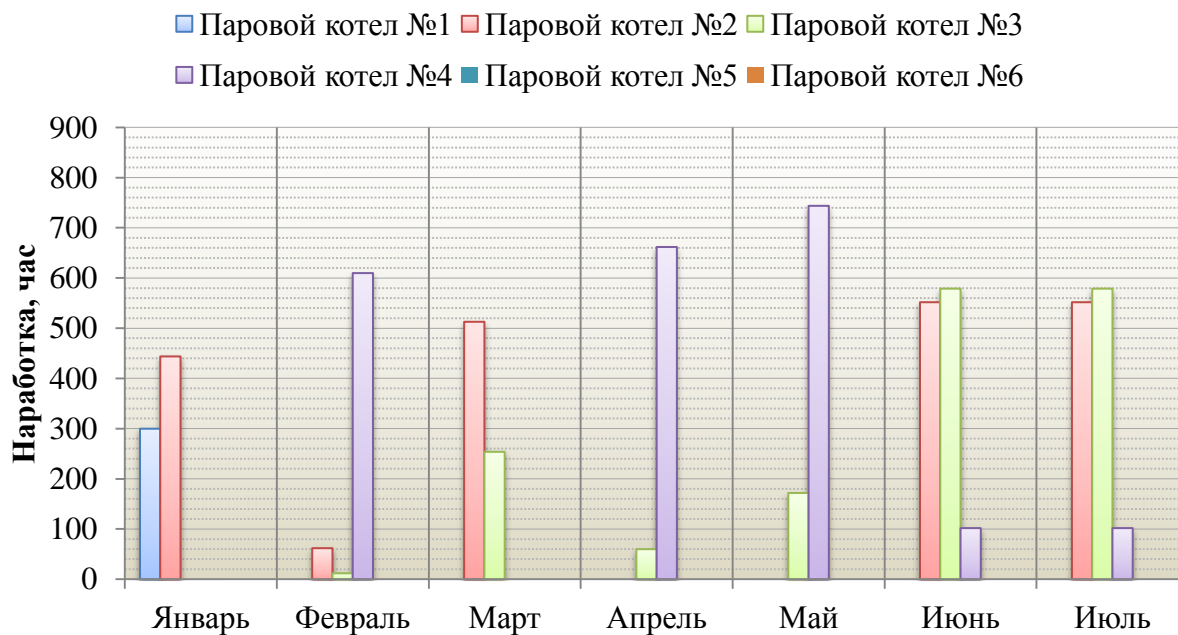


Рисунок 1. Нарботка паровых котлов котельной инв.№53

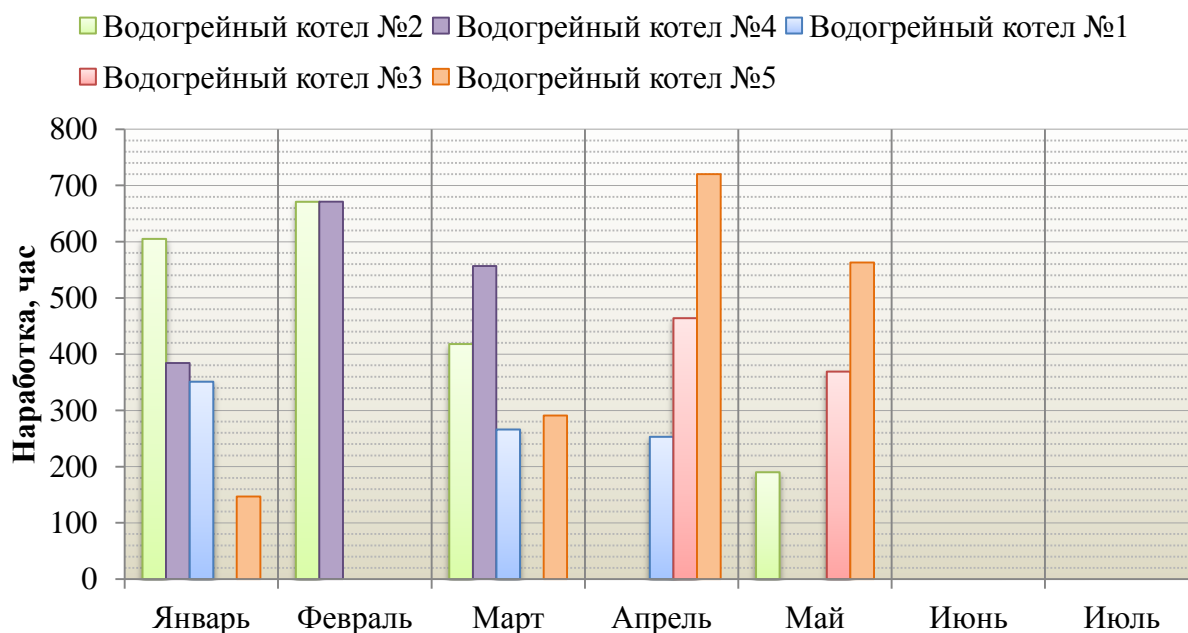


Рисунок 2. Нарботка водогрейных котлов котельной инв.№53

Таблица 3. Нарботка основного оборудования

период	Нарботка, ч										
	Водогрейный котел №1	Водогрейный котел №2	Водогрейный котел №3	Водогрейный котел №4	Водогрейный котел №5	Паровой котел №1	Паровой котел №2	Паровой котел №3	Паровой котел №4	Паровой котел №5	Паровой котел №6
Январь	351	605	0	384	147	300	444	0	0	0	0
Февраль	0	671	0	671	0	0	62	12	610	0	0
Март	266	418	0	557	291	0	513	254	0	0	0
Апрель	253	0	464	0	720	0	0	60	662	0	0
Май	0	190	369	0	563	0	0	172	744	0	0
Июнь	0	0	0	0	0	0	552	579	102	0	0
Июль	0	0	0	0	0	0	552	579	102	0	0
Август	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сентябрь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Октябрь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ноябрь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Декабрь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	870	1884	833	1612	1721	300	2123	1656	2220	0	0

1.2.6. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты

1.3.1. Структура тепловых сетей

На территории города Заозерск находится единственный источник централизованного теплоснабжения – котельная инв.№53. Все тепловые сети на территории города находятся в собственности филиала ОАО «РЭУ» «Мурманский». Система теплоснабжения в городе Заозерск – открытая, двухтрубная. Тепловая энергия от котельной поступает по температурному графику 95/70°C.

Всего на территории города проложено 13045,2 м тепловых сетей в двухтрубном исчислении. Максимальный внутренний диаметр трубопроводов составляет 515 мм.

Процентное соотношение тепловых сетей в зависимости от диаметра представлено на рисунке 3.

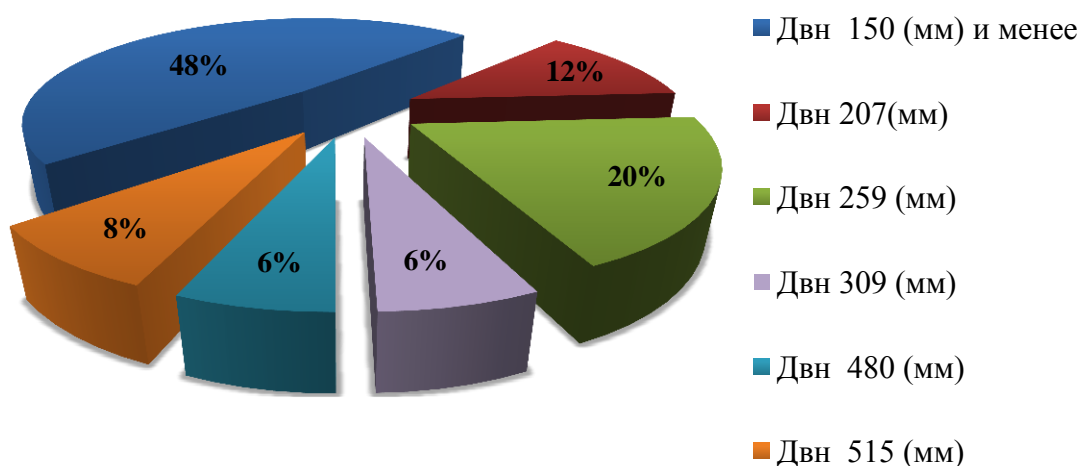


Рисунок 3. Распределение тепловых сетей по внутреннему диаметру

1.3.2. Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схемы теплоснабжения наглядно представлены в Части 3 Обосновывающих материалов.

1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки

Тепловые сети в городе Заозерск были проложены в 1964 году.

Применяются как подземная, так и надземная прокладка трубопроводов.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов осуществляется за счет использования участков самокомпенсации (углов поворота трассы) и П-образных компенсаторов.

Изоляция тепловых сетей выполнена из пенополиуретана и минераловатных матов. Толщина изоляции составляет 8-10 мм. Для защиты наружной поверхности труб тепловых сетей от коррозии используется защитное покрытие грунт ГП.

Для дренажа трубопроводов тепловых сетей в низших точках установлены штуцера с запорной арматурой для спуска воды (спускные устройства), а в высших — штуцера с запорной арматурой для выпуска воздуха (воздушники).

1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Запорная арматура на тепловых сетях установлена в тепловых камерах и павильонах. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

На тепловых сетях города Заозерска установлено 44 единицы запорной арматуры Ду 150-500 мм. Из них 30 чугунных и 14 стальных с ручным приводом.

Сведения о количестве, типе и месте расположения установленной запорной арматуры приведены в таблице 4.

Таблица 4. Перечень запорной арматуры

Номер камеры	Задвижки				
	условный диаметр (мм)	Количество (шт.)			
		чугунных	Стальных		
			с ручным приводом	с электроприво дом	с гидроприводом
ТК - 1-8	500	-	6	-	-
ТК – 2/1	300	2	-	-	-
от точки А до ТК–2/6	250	-	-	-	-
от ТК-2/6 до ТК-2/7	150	2	-	-	-
от ТК-3 до ТК-3/1	250	2	-	-	-
от ТК-3/1 до инв. № 54	200	2	-	-	-
ТК-4	400	-	2	-	-
ТК-5	300	2	-	-	-
ТК-6	250	2	-	-	-
от ТК-6/3 до инв. № 47	150	2	-	-	-
от точки Б до ТК-7/1	300	-	2	-	-
от точки В до ТК-8/1	200	-	2	-	-
ТК-9	250	-	2	-	-
от ТК-1 до точки А	300	8	-	-	-
от точки А до инв. № 343	200	2	-	-	-
от ТК-2 до инв. № 203	150	6	-	-	-

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямого. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки с ограждениями и лестницами.

1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, гидравлический режим системы теплоснабжения на протяжении всего отопительного периода, что является основным его достоинством.

Расчетный график работы тепловых сетей - 95/70°C.

Выбор температурного графика отпуска тепловой энергии от источников обусловлен требованиями Приложения Б СНиП 41-01-2003 (максимальная температура во внутренних системах отопления жилых и общественных зданий не должна превышать 95°C).

1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Расчет гидравлических режимов тепловых сетей города Заозерск выполнен в ГИС Zulu 7.0. Результаты расчета графически представлены в приложении А. На карте города нанесены все существующие тепловые сети, с разделением по величине удельных потерь. Участки трубопроводов с высокими удельными потерями выделены красным цветом, участки тепловых сетей с повышенными удельными потерями – оранжевым. Гидравлический расчет показал, что в целом тепловые сети в городе находятся в удовлетворительном состоянии.

Также по результатам расчет были построены пьезометрические графики. Пьезометрические графики представлены в Приложении Б.

1.3.9. Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а так же на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.10. Процедуры летних ремонтов с параметрами и методами испытаний тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком

или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплоснабжения производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек — задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистрях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистрях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические

операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

1.3.11. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя.

Расчеты нормативных значений технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии производятся в соответствии с приказом Минэнерго №325 от 30 декабря 2008 года «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

1.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

1.3.13. Типы присоединений теплоснабжающих установок потребителей к тепловым сетям

Теплоснабжение всех потребителей в городе Заозерск осуществляется по температурному графику 95/70°C. Повсеместно используется схема подключения потребителей с открытым водоразбором на горячее водоснабжение и непосредственным присоединением системы отопления. Применение данного типа присоединения возможно, поскольку температура воды в подающем трубопроводе не превышает 95°C.

1.3.14. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах,

введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

В городе Заозерск из 82 жилых домов приборами учета тепловой энергии оборудовано 69 домов. Из них 5 приборов учета не прошли поверку. На 3 жилых домах нет технической возможности установить приборы учета. Графически данная информация представлена на рисунке 4.

Из диаграммы видно, что более 80% жилых домов в городе Заозерске оборудованы приборами учета, на 4% домов из 19% необорудованных приборами учета тепла, отсутствует возможность установки.

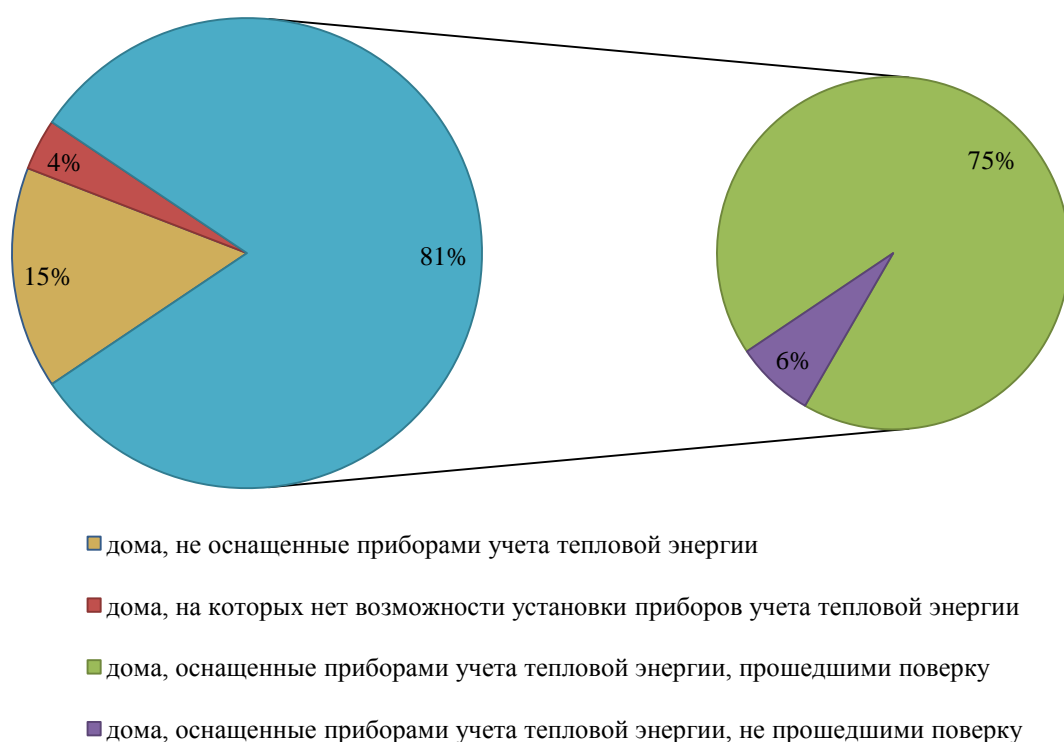


Рисунок 4. Сведения о домах, оснащенных приборами учета тепловой энергии

1.3.15. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Диспетчерские теплосетевых организаций оборудованы телефонной связью, принимают сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей города и обслуживающего персонала.

1.3.16. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты и насосные станции на территории города Заозерск отсутствуют.

1.3.17. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления установлена на источниках централизованного теплоснабжения. Для защиты тепловых сетей от превышения допустимого давления используются предохранительные клапаны, осуществляющие сброс теплоносителя из системы теплоснабжения при превышении допустимого давления, средства защиты от гидроудара, происходящего при внезапном останове сетевых насосов, а также расширительные баки, компенсирующие термическое расширение теплоносителя при нагреве.

1.3.18. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Сведения о бесхозяйных тепловых сетях на территории города Заозерск отсутствуют.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

На территории города Заозерск действует единственный источник тепловой энергии – котельная инв. № 53. Технологическая зона действия котельной представлена на рисунке 5.

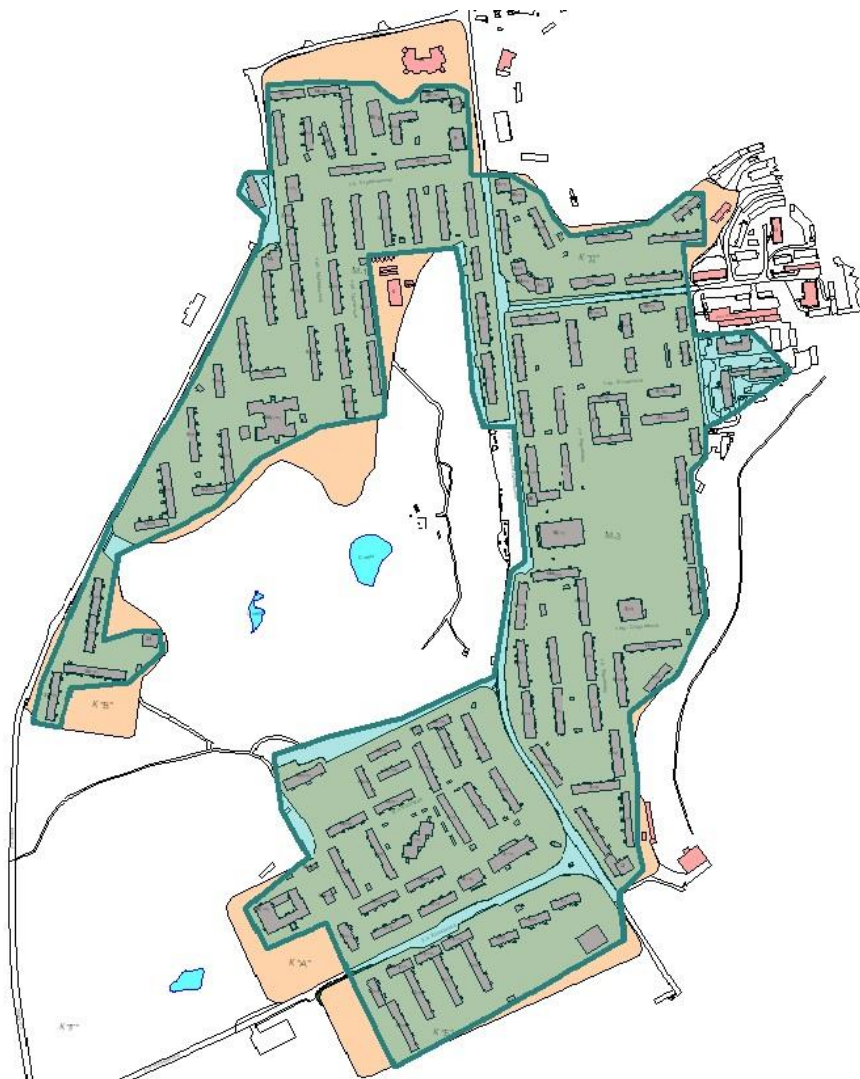


Рисунок 5. Технологическая зона действия котельной инв.№53

1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, группы потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

1.5.1. Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

По данным СП 20131.13330.2012 «Строительная климатология» расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС для Заозерска составляет минус 22°C.

Средняя температура отопительного сезона составляет минус 2,2°C.

Продолжительность отопительного сезона равна 282 дням.

В городе существует единственный источник централизованного теплоснабжения – котельная инв.№ 53.

Характер тепловой нагрузки города Звозерск представлен на рисунке 5. Как видно из диаграммы на рисунке 6 основную часть тепловой нагрузки города составляет отопительно-вентиляционная нагрузка. Тепловые нагрузки потребителей г. Заозерска представлены в таблице 5.

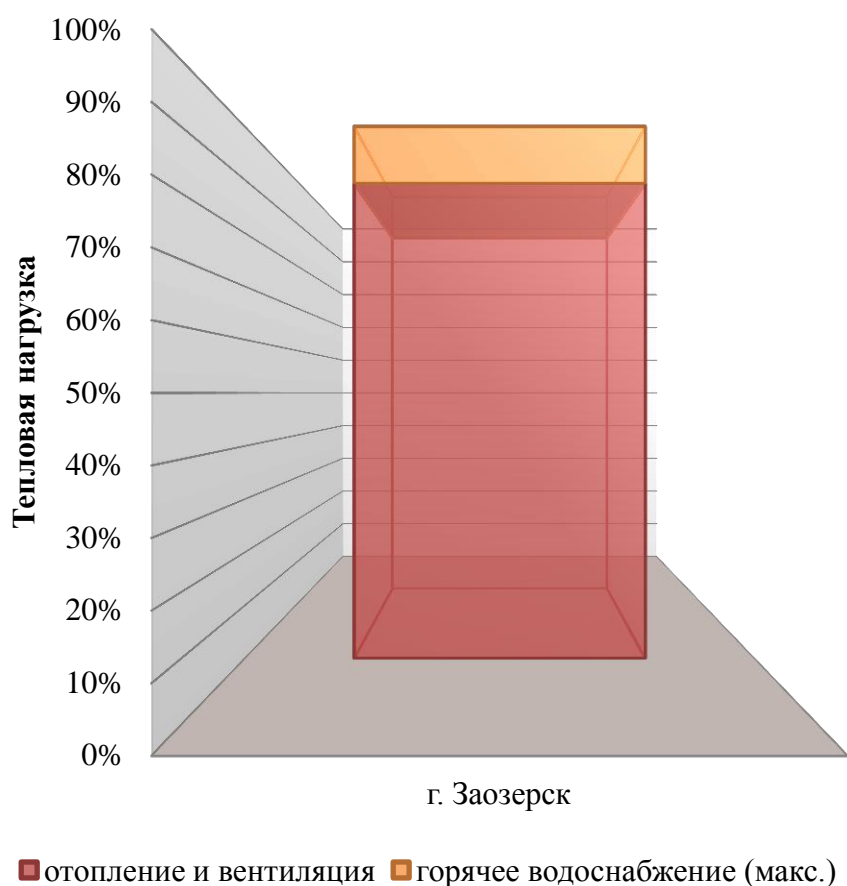


Рисунок 6. Характер тепловой нагрузки

Таблица 5. Тепловые нагрузки потребителей

Наименование показателя	Размерность	Наименование планировочного района, источника
		г. Заозерск
		Котельная инв.№53
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	24,836
жилые здания	Гкал/ч	20,955
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	18,365

Наименование показателя	Размерность	Наименование планировочного района, источника
		г. Заозерск
		Котельная инв.№53
нагрузка ГВС (макс.)	Гкал/ч	2,590
общественные здания	Гкал/ч	3,619
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,558
нагрузка ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,062
прочие	Гкал/ч	0,262
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,258
нагрузка ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,004
промышленные предприятия	Гкал/ч	0,000
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0
нагрузка ГВС (макс.)	Гкал/ч	0
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	24,836
отопление и вентиляция	Гкал/ч	22,180
горячее водоснабжение (макс.)	Гкал/ч	2,655

Распределение тепловой нагрузки в зависимости от типа потребителей графически представлено на рисунке 7.

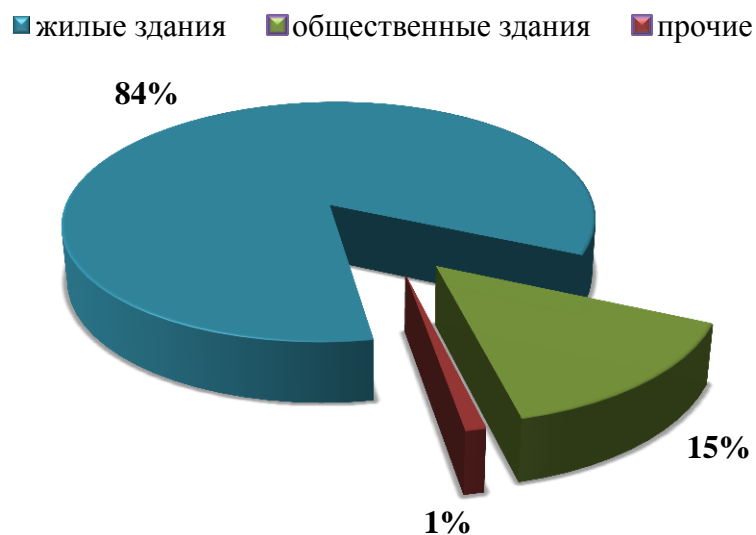


Рисунок 7. Распределение тепловой нагрузки по типу потребителей

Как видно из диаграммы, в городе Заозерске основными потребителями тепловой энергии являются жилые здания.

1.5.2. Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников в городе Заозерск не зафиксировано.

1.5.3. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг(утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306) (в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);

в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем;

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;
- на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

В отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;
- на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальных услуг, утвержденные Приказом министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства мурманской области от 11 марта 2013 года №34 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению» представлены в таблице 6.

Таблица 6. Нормативы потребления тепловой энергии на отопление

Этажность многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления, Гкал на 1 кв. м общей площади жилого помещения в месяц		
	Материал стен		
	Камень, кирпич	Панель, блок	Дерево, смешанные и др. материалы
Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1-3	0,02801	0,03006	0,03024
4-6	0,02308	0,02179	-
7 и более	0,02425	0,02271	-
Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
1-3	-	-	0,01552
4-6	0,01250	-	-
7 и более	0,01048	0,01074	-

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

1) *Установленная мощность источника тепловой энергии* — сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

2) *Располагаемая мощность источника тепловой энергии* — величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

3) *Мощность источника тепловой энергии нетто* — величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения города Заозерск были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки. Указанные балансы представлены в таблице 7.

Таблица 7. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях, присоединенной тепловой нагрузки и резервы (дефициты) тепловой мощности нетто

Наименование показателя	Размерность	Наименование планировочного района, источника
		г. Заозерск
		Котельная инв. №53
Установленная тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	142,000
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	108,000
<i>Собственные нужды</i>	Гкал/ч	2,705
<i>Тепловая мощность нетто</i>	Гкал/ч	105,295
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	4,446
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	24,836
жилые здания	Гкал/ч	20,955
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	18,365
нагрузка ГВС (макс.)	Гкал/ч	2,590
общественные здания	Гкал/ч	3,619
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,558
нагрузка ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,062
прочие	Гкал/ч	0,262
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,258
нагрузка ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,004
промышленные предприятия	Гкал/ч	0
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0
нагрузка ГВС (макс.)	Гкал/ч	0
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	24,836
отопление и вентиляция	Гкал/ч	22,180
горячее водоснабжение (макс.)	Гкал/ч	2,655
технология	Гкал/ч	0
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	76,01
Доля резерва, %		72,2%

Из таблицы видно, что на источнике централизованного теплоснабжения города Заозерск существует значительный резерв тепловой мощности нетто – более 72%. Наглядно резерв тепловой мощности нетто представлен в виде диаграммы на рисунке 8.

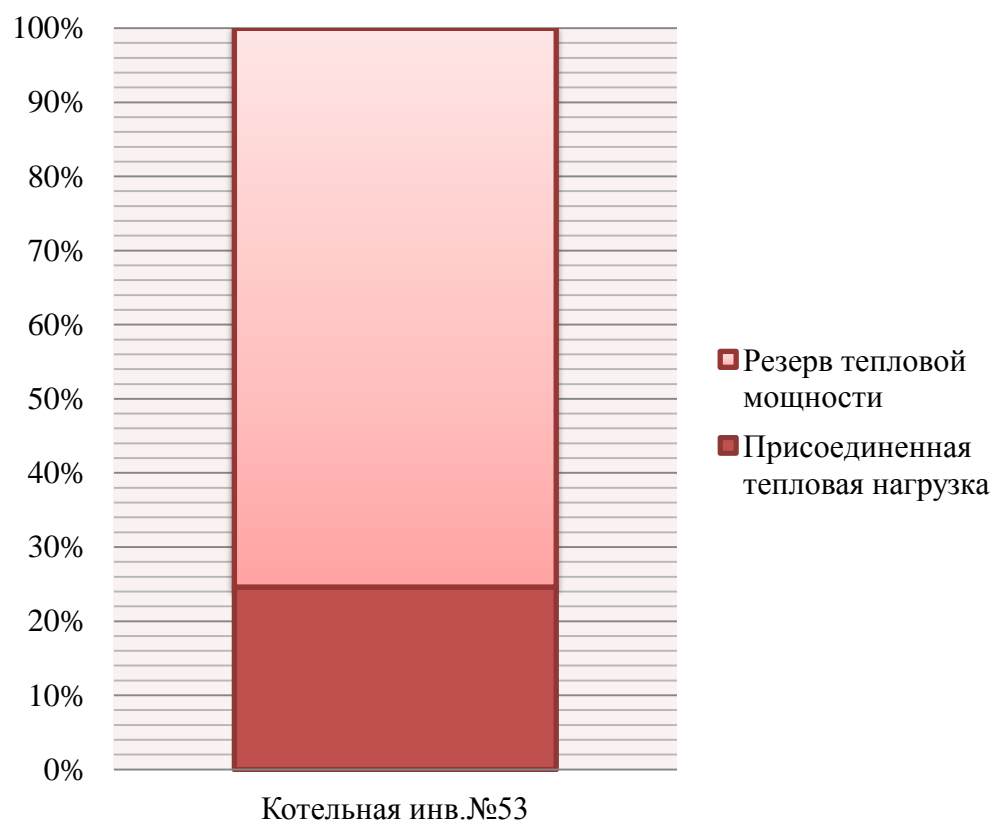


Рисунок 8. Присоединенная тепловая нагрузка котельной инв.№53

1.7. Балансы теплоносителя

Согласно правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24 марта 2003 г. № 115, при эксплуатации тепловых сетей утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения в час

Согласно СНиП 41-02-2003, для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения. Так как аварийная подпитка осуществляется химически не

обработанной и недеаэрированной водой, в расчетную производительность водоподготовительных установок она не входит.

Балансы теплоносителя представлены в таблице 8

Таблица 8. Балансы теплоносителя

Наименование	Разм-ть	Значение
Объем тепловой сети	м ³	1259,96
Расход теплоносителя на открытый водоразбоор	м ³ /ч	106,22
Нормативные утечки теплоносителя в тепловых сетях	м ³ /ч	3,15
Итого подпитка тепловой сети:	м ³ /ч	109,37
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м ³ /ч	25,20

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1. Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива

В качестве основного топлива на котельной инв. №53 используется мазут флотский Ф-5.

1.9. Надежность теплоснабжения

Оценка надежности систем теплоснабжения выполнена согласно Методическим указаниям по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, разработанным в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734).

Методические указания содержат методики расчета показателей надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов. В них приведены практические рекомендации по классификации систем теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения надежности на: высоконадежные, надежные, малонадежные и ненадежные.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатели, характеризующие надежность электроснабжения источников тепла;
- показатели, характеризующие надежность водоснабжения источников тепла;
- показатели, характеризующие надежность топливоснабжения источников тепла;
- показатели, характеризующие соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатели, характеризующие уровень резервирования источников тепла и элементов тепловой сети;
- показатели, характеризующие уровень технического состояния тепловых сетей;
- показатели, характеризующие интенсивность отказов тепловых сетей;
- показатели, характеризующие аварийный недоотпуск тепла потребителям;
- показатели, характеризующие количество жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения используются показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии:

- Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ), характеризующий наличием или отсутствием резервного электропитания;
- Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв), характеризующий наличием или отсутствием резервного водоснабжения;
- Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт), характеризующий наличием или отсутствием резервного топливоснабжения.
- Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб).

- Показатель уровня резервирования (K_p) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

- Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года.

- Показатель относительного недоотпуска тепла ($K_{нед}$) в результате аварий и инцидентов.

- Показатель качества теплоснабжения ($K_{ж}$), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

- Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($K_{над}$).

- Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) $K_{над}^{сист1}$.

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения 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.

Общий показатель надежности для города Заозерск составляет 0,73, что свидетельствует о малой надежности системы теплоснабжения.

Основными факторами, свидетельствующими о малой надежности системы теплоснабжения города Заозерск является высокая степень износа оборудования котельной и тепловых сетей.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г., «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии», раскрытию подлежит информация:

а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);

б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);

в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

д) о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;

е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;

ж) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

Источник централизованного теплоснабжения города Заозерск и все тепловые сети на территории города находятся в собственности филиала ОАО «РЭУ» «Мурманский».

Описание результатов хозяйственной деятельности ОАО «РЭУ» «Мурманский», в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями представлено в таблице 9.

Таблица 9. Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности филиал ОАО "РЭУ" "Мурманский"

№ п/п	Наименование показателя		Единица измерения	Значение
1	2		3	4
1	Вид регулируемой деятельности (производство, передача тепловой энергии)		х	производство, передача тепловой энергии
2	Выручка от регулируемой деятельности		тыс.руб.	1 848 833,88
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:		тыс.руб.	1 848 833,88
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)		тыс.руб.	
3.2	Расходы на топливо всего		тыс.руб.	716 754,51
	в том числе по видам топлив			
3.2.1	мазут	Стоимость	тыс.руб.	272 536,72
		Объем	тн	24 923,34
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	10,94
		Способ приобретения	х	закупки на основании проведенных открытых конкурсов
3.2.2.	мазут флотский Ф-5	Стоимость	тыс.руб.	303029,32
		Объем	тн	16931,85
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	17,897
		Способ приобретения		закупки на основании проведенных открытых конкурсов
3.2.3	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.	101 716,19
		Объем	тн	47 942,55
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	2,122

№ п/п	Наименование показателя		Единица измерения	Значение
		Способ приобретения	х	закупки на основании проведенных открытых конкурсов
3.2.4	дизтопливо	Стоимость	тыс.руб.	14822,88
		Объем	тн	711,1
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	20,845
		Способ приобретения	х	закупки на основании проведенных открытых конкурсов
3.2.5	электроэнергия	Стоимость	тыс.руб.	24 649,40
		Объем	тыс. кВтч	7 667,00
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	руб.	3,215
		Способ приобретения	х	закупки у единственного поставщика
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:		тыс.руб.	65 408,60
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч		руб.	3,215
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии		тыс. кВт*ч	20 347,79
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		тыс.руб.	3 341,60
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе		тыс.руб.	
3.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала		тыс.руб.	653 044,40
3.6.2	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала		тыс.руб.	197 219,41
3.7.1	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе		тыс.руб.	
3.7.2	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе		тыс.руб.	
3.8	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:		тыс.руб.	111 673,56
3.8.1	Расходы на оплату труда		тыс.руб.	67 207,62
3.8.2	Отчисления на социальные нужды		тыс.руб.	22 793,20

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
3.9	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	101 391,80
3.9.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	72 811,90
3.9.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	21 989,19
3.10	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	
3.11	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	
5.1	В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.	
6	Изменение стоимости основных фондов	тыс.руб.	
6.1	В том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс.руб.	
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	745,90
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	151,00
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	588,60
9.1	Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	19,09
10	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	541,56
11.1	По приборам учета	тыс. Гкал	
11.2	По нормативам потребления	тыс. Гкал	541,56
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	5,00
13	Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал	
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однотрубном исчислении)	км	370,09

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	62,56
16	Количество теплоэлектростанций	ед.	
17	Количество тепловых станций и котельных	ед.	142
18	Количество тепловых пунктов	ед.	26
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	2 119
20	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	
	уголь	кг у.т./Гкал	178,58
	мазут, дизтопливо	кг у.т./Гкал	162,34
21	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	34,60
22	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб. м/Гкал	
23	Комментарии: показатель удельный расход холодной воды на ед. тепловой энергии, отпускаемую в тепловую сеть (куб.м/Гкал) не применяется		

1.11. Тарифы в сфере теплоснабжения

1.11.1. Динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов по каждому из регулируемых видов деятельности

Сведения об утвержденных тарифах на тепловую энергию для потребителей в г. Заозерск, установленных Управлением по тарифному регулированию Мурманской области представлены в таблице 10.

Таблица 10. Тарифы на тепловую энергию

Дата ввода тарифа	без НДС	с учетом НДС	Постановление Управления по тарифному регулированию/ другого органа, принявшего решение
01.12.2009	1508,50	1780,03	от 28.11.2008 №45/1
01.12.2010	1508,50	1780,03	от 28.11.2008 №45/1
01.12.2011	1508,50	1780,03	от 28.11.2008 №45/1

Дата ввода тарифа	без НДС	с учетом НДС	Постановление Управления по тарифному регулированию/ другого органа, принявшего решение
01.12.2012	1508,50	1780,03	от 07.11.2011 № 47/2
01.07.2012	1599,01	1886,83	от 07.11.2011 № 47/2
01.09.2012	1688,55	1992,49	от 07.11.2011 № 47/2
01.01.2013		1992,49	от 25.12.2012 № 63/1
01.07.2013		2293,35	от 25.12.2012 № 63/1

Графически динамика изменения тарифа на тепловую энергию представлена на рисунке 9.

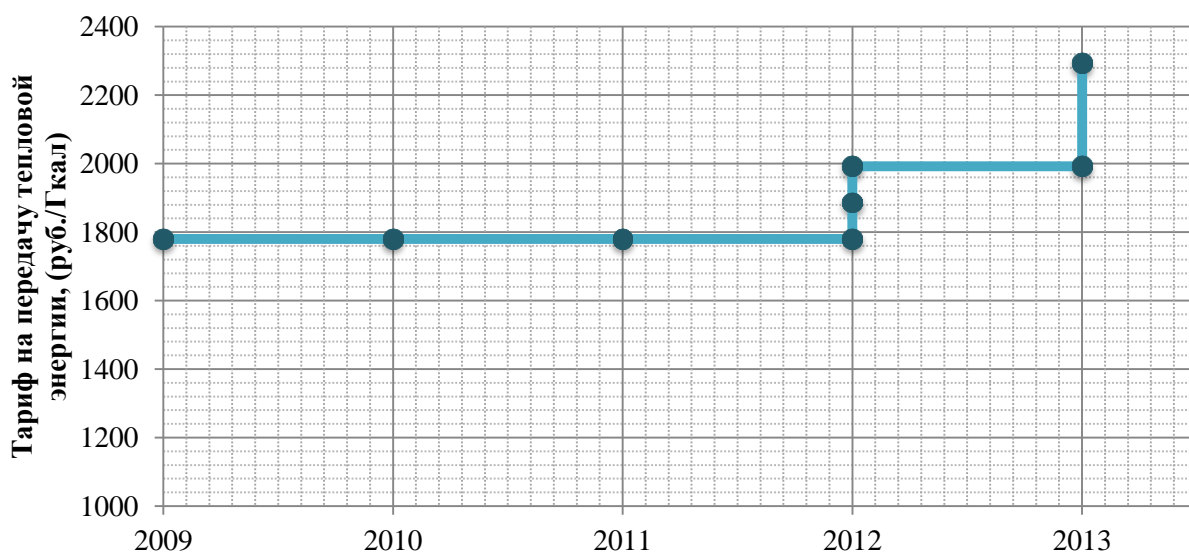


Рисунок 9. Динамика изменения тарифа на тепловую энергию

1.11.2. Структуры тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;

8) прочие расходы.

1.11.3. Плата за подключение к тепловым сетям

Плата за подключение к тепловым сетям не предусмотрена. Поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствуют.

1.11.4. Платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, в г. Заозерск не предусмотрена.

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа

Из характерных проблем организации качественного теплоснабжения поселения можно выделить следующие:

- Износ тепловых сетей. Практически все тепловые сети эксплуатируются с 1964 года, то есть более 30 лет. Значительный износ сетей приводит к снижению надежности из-за коррозии, а ухудшенные вследствие длительной эксплуатации качества изоляции – значительным тепловым потерям в сетях и понижению температуры теплоносителя до вводов потребителей.
- Физический и моральный износ оборудования котельной. Паровые котлы ДКВР-10/13 №1, №2, №3, №4 и №6 и водогрейный котел КВГМ-20-150 №3 были введены в эксплуатацию более 25 лет назад.
- Применение открытой системы теплоснабжения.

2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1. Общие положения

Разработка проекта схемы теплоснабжения поселения является логическим продолжением основного градостроительного документа поселения - генерального плана в части инженерного обеспечения территорий.

Проект генерального плана в черте населенного пункта ЗАТО город Заозерск Мурманской области был разработан ФГУП «РосНИПИУрбанистики» в 2009 году. Главная цель генерального плана – планирование устойчивого развития территорий города, установление функциональных зон, зон с особыми условиями использования территорий, зон планируемого размещения объектов капитального строительства и согласование взаимных интересов всех субъектов градостроительных отношений.

Основными задачами генерального плана являются:

- Многофакторный и комплексный анализ современного состояния территории города;
- Выявление основных проблем и направлений комплексного развития территорий города;
- Разработка концепции устойчивого развития территории города;
- Разработка перечня мероприятий по территориальному планированию;
- Обоснование предложений по территориальному планированию
- Установление этапов реализации мероприятий по территориальному планированию.

Генеральный план разработан на территории населенного пункта в границах черты проектирования. Предложения по территориальному планированию были разделены на этапы реализации, в том числе: I-я очередь – 2017 год, II-я очередь (расчетный срок) – 2027 год.

2.2. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

На данный момент в городе Заозерске существует единственный источник централизованного теплоснабжения – котельная инв. № 53. Котельная обеспечивает тепловой энергией многоквартирную жилую застройку, общественные здания и прочих потребителей. Также котельная обеспечивает тепловой энергией потребителей X-ой площадки (данный объект в схеме теплоснабжения не рассматривается).

Данные базового потребления тепла на цели теплоснабжения с разделением по типу нагрузки г. Заозерска приведены в таблице 11.

Таблица 11. Данные базового потребления тепла на цели теплоснабжения г. Заозерск

	Разм-ть	Тепловая нагрузка потребителей		
		Отопление	Горячее водоснабжение	Суммарная нагрузка
г. Заозерск	Гкал/час	22,18	2,655	24,836
Жилые	Гкал/час	18,36	2,590	20,955
Общественные	Гкал/час	3,56	0,062	3,619
Прочие	Гкал/час	0,26	0,004	0,262
Промышленные	Гкал/час	0	0	0

2.3. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

В проекте «Генерального плана в черте населенного пункта ЗАТО город Заозерск Мурманской области» были разработаны мероприятия по развитию жилищного фонда города. Общий объем жилищного фонда по городу в целом определялся по проектным этапам на основе расчетной численности населения и нормы обеспеченности общей площадью на одного жителя.

На 2007 год численность населения города Заозерск составляла 13,35 тыс. человек. Проектная численность населения заложена генеральным планом в трех вариантах. Первый вариант – увеличение численности до 13,83 тыс. человек на I

очередь и до 14,41 тыс. человек на расчетный срок. Второй вариант предполагает более резкий рост численности населения – до 14,05 и 14,85 тыс. человек на первую очередь и расчетный срок соответственно. В третьем варианте рассматривается уменьшение численности населения до 13,15 тыс. человек к 2017 году и до 13,05 тыс. человек на расчетный срок (2027 год).

По данным предоставленным МКУ «Служба заказчика» численность населения города Заозерск по состоянию на июль 2013 года составляет 10 021 человек. Таким образом, показатели, заложенные генеральным планом, использованы быть не могут. При разработке проекта схемы теплоснабжения города Заозерск до 2027 года была проанализирована демографическая ситуация и принято увеличение численности населения до 10 600 человек к 2016 году.

Динамика изменения численности населения представлена на рисунке 10.

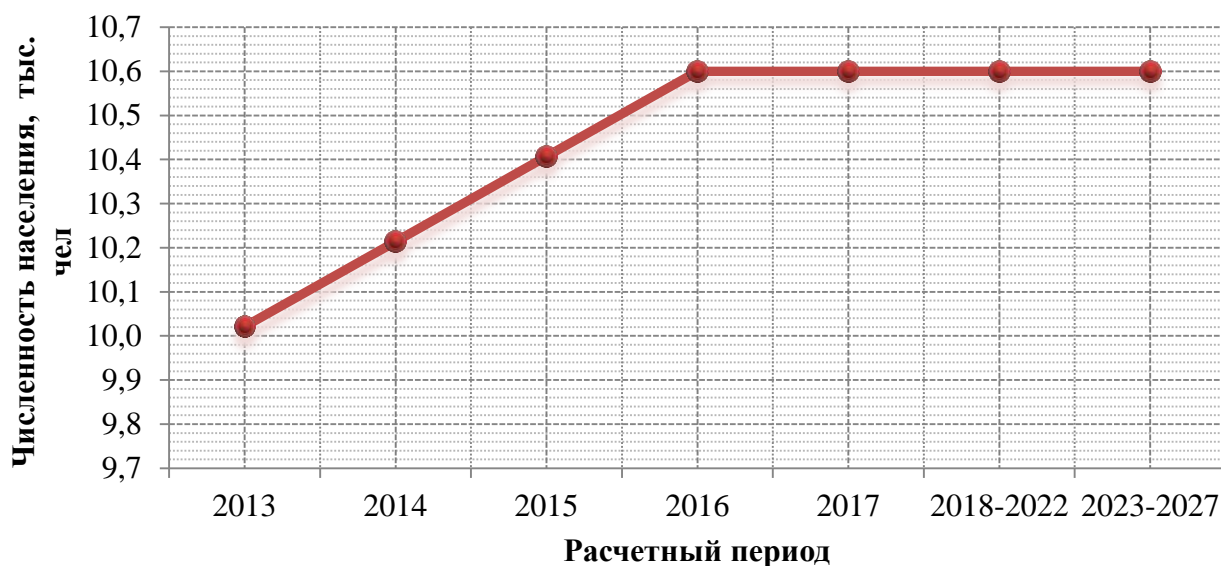


Рисунок 10. Рост численности населения г. Заозерск

На расчетный срок до 2027 года ни строительство новых домов, ни реконструкция существующего строительного фонда не предполагается.

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306 в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);

в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем;

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;

на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

В ОТНОШЕНИИ ОТОПЛЕНИЯ:

в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;

на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальных услуг утверждены Приказом министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства мурманской области от 11 марта 2013 года №34 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению».

Нормативы потребления тепловой энергии на отопление представлены в таблице 12.

Таблица 12. Нормативы потребления тепловой энергии на отопление

Этажность многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления, Гкал на 1 кв. м общей площади жилого помещения в месяц		
	Материал стен		
	Камень, кирпич	Панель, блок	Дерево, смешанные и др. материалы
Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1-3	0,02801	0,03006	0,03024
4-6	0,02308	0,02179	-
7 и более	0,02425	0,02271	-
Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
1-3	-	-	0,01552
4-6	0,01250	-	-
7 и более	0,01048	0,01074	-

В соответствии с ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», ФЗ № 190 «О теплоснабжении» все вновь возводимые жилые и общественные здания должны проектироваться в соответствии со СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

Данные строительные нормы и правила устанавливают требования к тепловой защите зданий в целях экономии энергии при обеспечении санитарно-гигиенических и оптимальных параметров микроклимата помещений и долговечности ограждающих конструкций зданий и сооружений.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 25.01.2011 №18 "Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов", определение требований энергетической эффективности осуществляется путем установления базового уровня этих требований по состоянию на дату вступления в силу устанавливаемых требований энергетической эффективности и определения темпов последующего изменения показателей, характеризующих выполнение требований энергетической эффективности.

После установления базового уровня требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений требования энергетической эффективности должны предусматривать уменьшение показателей, характеризующих годовую удельную величину расхода энергетических ресурсов в здании, строении, сооружении, не реже 1 раза в 5 лет: с января 2011 г. (на период 2011 – 2015 годов) - не менее чем на 15 процентов по отношению к базовому уровню, с 1 января 2016 г. (на период 2016 – 2020 годов) - не менее чем на 30 процентов по отношению к базовому уровню и с 1 января 2020 г. - не менее чем на 40 процентов по отношению к базовому уровню.

Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, в соответствии с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, представлены в таблицах 13-15. Графически изменение удельных расходов тепловой энергии на отопление 4 – 6 этажных кирпичных и блочных домов представлено на рисунке 11.



Рисунок 11. Удельные расходы тепловой энергии на отопление

Таблица 13. Удельные расходы тепловой энергии на отопление (материал стен - камень, кирпич)

Количество этажей	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
		I. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно						
от 1 до 3	Гкал/м ²	0,02801	0,02381	0,02381	0,01961	0,01961	0,01681	0,01681
от 4 до 6	Гкал/м ²	0,02308	0,01962	0,01962	0,01616	0,01616	0,01385	0,01385
7 и более	Гкал/м ²	0,02425	0,02061	0,02061	0,01698	0,01698	0,01455	0,01455
		II. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки						
от 1 до 3	Гкал/м ²	-	-	-	-	-	-	-
от 4 до 6	Гкал/м ²	0,01250	0,01063	0,01063	0,00875	0,00875	0,00750	0,00750
7 и более	Гкал/м ²	0,01048	0,00891	0,00891	0,00734	0,00734	0,00629	0,00629

Таблица 14. Удельные расходы тепловой энергии на отопление (материал стен - панель, блок)

Количество этажей	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
		I. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно						
от 1 до 3	Гкал/м ²	0,03006	0,02555	0,03006	0,02555	0,02555	0,02172	0,02172
от 4 до 6	Гкал/м ²	0,02179	0,01852	0,01852	0,01525	0,01525	0,01307	0,01307
7 и более	Гкал/м ²	0,02271	0,01930	0,01930	0,01590	0,01590	0,01363	0,01363

Количество этажей	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
II. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки								
от 1 до 3	Гкал/м ²	-	-	-	-	-	-	-
от 4 до 6	Гкал/м ²	-	-	-	-	-	-	-
7 и более	Гкал/м ²	0,01074	0,00913	0,00913	0,00752	0,00752	0,00644	0,00644

Таблица 15. Удельные расходы тепловой энергии на отопление (материал стен - дерево, смешанные и др. материалы)

Количество этажей	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
	I. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно							
от 1 до 3	Гкал/м ²	0,03024	0,02570	0,02570	0,02117	0,02117	0,01814	0,01814
от 4 до 6	Гкал/м ²	-	-	-	-	-	-	-
7 и более	Гкал/м ²	-	-	-	-	-	-	-
II. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки								
от 1 до 3	Гкал/м ²	0,01552	0,01319	0,01319	0,01086	0,01086	0,00931	0,00931
от 4 до 6	Гкал/м ²	-	-	-	-	-	-	-
7 и более	Гкал/м ²	-	-	-	-	-	-	-

2.5. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

Тепловая энергия от источника централизованного теплоснабжения для обеспечения технологических процессов на территории города Заозерск не используется.

2.6. Прогнозы объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Перспективные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения рассчитаны на основании приростов площадей строительных фондов и роста численности населения города Заозерска. При проведении расчетов так же были учтены требования к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, указанные в Постановлении Правительства РФ от 25.01.2011 №18 "Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов" и Федеральном законе от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»). Полученные в результате расчетов тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию представлены в таблице 16, на горячее водоснабжение – в таблице 17, суммарные тепловые нагрузки приведены в таблице 18.

На основании рассчитанных тепловых нагрузок и с учетом климатических характеристик города Заозерск были получены прогнозы объемов потребления тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в таблицах 19 -21.

Таблица 16. Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию

Наименование района/ источника теплоснабжения	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
Котельная инв.№53	Гкал/час	22,18	22,18	22,18	22,18	22,18	22,18	22,18
Жилые	Гкал/час	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36
Общественные	Гкал/час	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56
Прочие	Гкал/час	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Промышленные	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 17. Тепловые нагрузки на горячее водоснабжение

Наименование района/ источника теплоснабжения	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
г. Заозерск	Гкал/час	2,655	2,301	2,343	1,974	1,974	1,700	1,700
Жилые	Гкал/час	2,590	2,244	2,286	1,918	1,918	1,644	1,644
Общественные	Гкал/час	0,062	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
Прочие	Гкал/час	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Промышленные	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Таблица 18. Тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Наименование района/ источника теплоснабжения	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
г. Заозерск	Гкал/час	24,836	24,48	24,52	24,15	24,15	23,88	23,88
Жилые	Гкал/час	20,955	20,61	20,65	20,28	20,28	20,01	20,01
Общественные	Гкал/час	3,619	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61
Прочие	Гкал/час	0,262	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Промышленные	Гкал/час	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 19. Объем потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию

Наименование района/ источника теплоснабжения	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
г. Заозерск	Гкал/год	75808,38	75808,38	75808,38	75808,38	75808,38	75808,38	75808,38
Жилые	Гкал/год	62768,21	62768,21	62768,21	62768,21	62768,21	62768,21	62768,21
Общественные	Гкал/год	12158,97	12158,97	12158,97	12158,97	12158,97	12158,97	12158,97
Прочие	Гкал/год	881,19	881,19	881,19	881,19	881,19	881,19	881,19
Промышленные	Гкал/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 20. Объем потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение

Наименование района/ источника теплоснабжения	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
г. Заозерск	Гкал/год	9291,47	8049,85	8198,20	6908,72	6908,72	5950,17	5950,17
Жилые	Гкал/год	9061,93	7850,99	7999,34	6709,86	6709,86	5751,31	5751,31
Общественные	Гкал/год	215,40	186,62	186,62	186,62	186,62	186,62	186,62
Прочие	Гкал/год	14,13	12,24	12,24	12,24	12,24	12,24	12,24
Промышленные	Гкал/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 21. Объем потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Наименование района/ источника теплоснабжения	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
г. Заозерск	Гкал/год	85099,84	83858,23	84006,58	82717,10	82717,10	81758,55	81758,55
Жилые	Гкал/год	71830,14	70619,20	70767,55	69478,07	69478,07	68519,52	68519,52
Общественные	Гкал/год	12374,38	12345,59	12345,59	12345,59	12345,59	12345,59	12345,59
Прочие	Гкал/год	895,32	893,44	893,44	893,44	893,44	893,44	893,44
Промышленные	Гкал/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Объем потребления тепловой энергии на расчетный период представлен на рисунке 12.

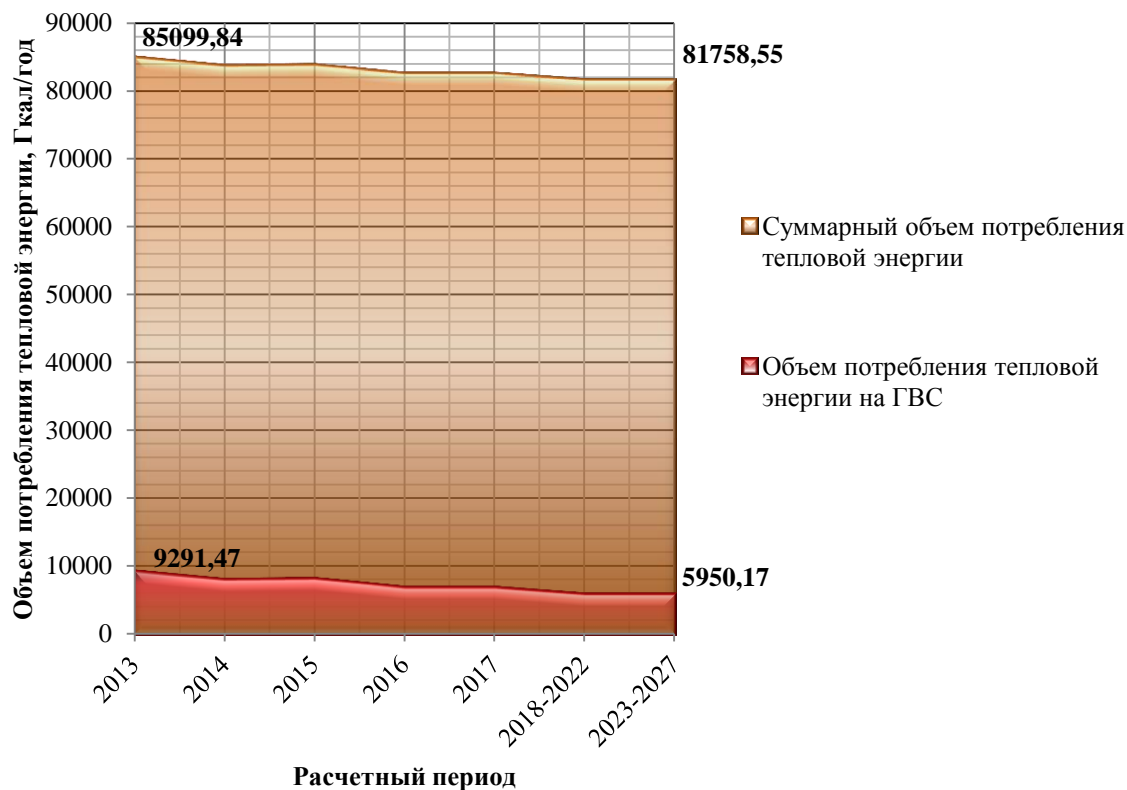


Рисунок 12. Объемы потребления тепловой энергии

На территории города Заозерск происходит снижение объема потребления тепловой энергии с 85 099 в 2013 до 81 758 Гкал в 2027 году. Снижение объема потребления тепловой энергии происходит за счет уменьшения объема потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение, в соответствии с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения.

Для проведения дальнейших гидравлических расчетов трубопроводов выполнен расчет объемов теплоносителя исходя из перспективных тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, температурных графиков сетевой воды. Результаты расчетов приведены в таблицах 22-24.

Таблица 22. Прогнозы объемов теплоносителя на горячее водоснабжение

	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
г. Заозерск	т/ч	106,2	92,0	93,7	79,0	79,0	68,0	68,0
Жилые	т/ч	103,6	89,7	91,4	76,7	76,7	65,7	65,7
Общественные	т/ч	2,5	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Прочие	т/ч	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Промышленные	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 23. Прогнозы объемов теплоносителя на отопление

	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
г. Заозерск	т/ч	887,2	887,2	887,2	887,2	887,2	887,2	887,2
Жилые	т/ч	734,6	734,6	734,6	734,6	734,6	734,6	734,6
Общественные	т/ч	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3
Прочие	т/ч	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Промышленные	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 24. Прогнозы объемов теплоносителя отопление и горячее водоснабжение

	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
г. Заозерск	т/ч	993,4	979,2	980,9	966,2	966,2	955,2	955,2
Жилые	т/ч	838,2	824,3	826,0	811,3	811,3	800,3	800,3
Общественные	т/ч	144,8	144,4	144,4	144,4	144,4	144,4	144,4
Прочие	т/ч	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Промышленные	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

2.7. Прогнозы объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах

Объекты, расположенные в производственных зонах, в городе Заозерск отсутствуют.

2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

Строительство социально значимых потребителей на расчетный срок до 2027 года в городе Заозерск не предполагается.

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

Согласно ст. 10 ФЗ №190 "О теплоснабжении", поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя в целях обеспечения потребления тепловой энергии объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 года, могут осуществляться на основании долгосрочных (на срок более чем один год) договоров теплоснабжения, заключенных в установленном Правительством Российской Федерации порядке между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями по ценам, определенным соглашением сторон. Государственное регулирование цен (тарифов) в отношении объема тепловой энергии (мощности), теплоносителя, продажа которых осуществляется по таким договорам, не применяется.

Заключение долгосрочных (на срок более чем один год) договоров теплоснабжения по ценам, определенным соглашением сторон, возможно при соблюдении следующих условий:

1) заключение договоров в отношении тепловой энергии, произведенной источниками тепловой энергии, введенными в эксплуатацию до 1 января 2010 года, не влечет за собой дополнительное увеличение тарифов на тепловую энергию

(мощность) для потребителей, объекты которых введены в эксплуатацию до 1 января 2010 года;

2) существует технологическая возможность снабжения тепловой энергией (мощностью), теплоносителем от источников тепловой энергии потребителей, которые являются сторонами договоров.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации. В настоящее время отсутствует информация о подобных договорах теплоснабжения в городе Заозерск. Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8 и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));

не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (ОРЕХ) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7;

срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;

рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

В 2011 г. использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса будет происходить только в случае положительного опыта запущенных пилотных проектов.

3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа

3.1. Общие сведения

Система централизованного теплоснабжения – одна из наиболее сложных отраслей жилищно-коммунального хозяйства с точки зрения инженерной инфраструктуры, что требует применения системного комплексного подхода для решения текущих задач и планирования.

Создаваемая в процессе разработки схемы теплоснабжения «Электронная модель системы теплоснабжения», позволяет проводить на ее основе анализ существующего положения в сфере теплоснабжения города Заозерск.

Электронная модель системы теплоснабжения создана на базе программно-расчетного комплекса «Zulu 7.0».

Цели разработки электронной модели:

- создания единой информационной платформы по системам теплоснабжения города;
- повышения эффективности информационного обеспечения процессов принятия решений в области текущего функционирования и перспективного развития системы теплоснабжения города;
- проведения единой политики в организации текущей деятельности предприятий и в перспективном развитии всей системы теплоснабжения города;
- обеспечения устойчивого градостроительного развития города;
- разработки мер для повышения надежности системы теплоснабжения города;
- минимизации вероятности возникновения аварийных ситуаций в системе теплоснабжения.

Разработанная электронная модель предназначена для решения следующих задач:

- создания общегородской электронной схемы существующих и перспективных тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения г. Заозерск, привязанных к топооснове города;

- оптимизации существующей системы теплоснабжения (оптимизация гидравлических режимов, моделирование перераспределения тепловых нагрузок между источниками, определение оптимальных диаметров проектируемых и реконструируемых тепловых сетей и теплосетевых объектов и т.д.);
- моделирования перспективных вариантов развития системы теплоснабжения (строительство новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии, перераспределение тепловых нагрузок между источниками, определение возможности подключения новых потребителей тепловой энергии, определение оптимальных вариантов качественного и надежного обеспечения тепловой энергией новых потребителей и т.д.);
- оперативного моделирования обеспечения тепловой энергией потребителей при аварийных ситуациях;
- оперативного получения информационных выборок, справок, отчетов по системе в целом по системе теплоснабжения города и по отдельным ее элементам.

3.2. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топологической основе

В качестве базового программного обеспечения для реализации электронной модели системы теплоснабжения города Заозерск был выбран программно-расчетный комплекс Zulu 7.0. При работе с программой не требуются глубокие знания по программированию, достаточно четко и грамотно сформулировать цели, и помощью имеющихся инструментов, решить поставленные задачи.

Ниже представлено краткое описание функциональных возможностей основных модулей РПК, необходимых для создания и дальнейшей эксплуатации ЭМ:

- геоинформационная система ГИС Zulu;
- пакет расчетов сетей теплоснабжения ZuluThermo;
- При необходимости создания нескольких рабочих мест и работы через Интернет - сервер геоинформационной системы Zulu Server;

По окончании внедрения Заказчик самостоятельно определяет целесообразность развития данной системы и необходимость приобретения и внедрения дополнительных модулей.

3.3. Геоинформационная система (ГИС) Zulu

ГИС Zulu - геоинформационная система обеспечивающая сбор, хранение, обработку, доступ, отображение и распространение пространственно-координированных данных, позволяющее осуществлять моделирование инженерных коммуникаций и транспортных систем.

Геоинформационная система Zulu предназначена для создания ГИС приложений, требующих визуализации пространственных данных в векторном и растровом виде, анализа их топологии и их связи с семантическими базами данных.

С помощью Zulu можно создавать всевозможные карты, или план-схемы, включая карты и схемы инженерных сетей с поддержкой их топологии, работать с большим количеством растровых изображений, осуществлять экспорт и импорт данных различных источников.

ГИС Zulu позволяет импортировать данные из таких программ как MapInfo, AutoCAD Release 12, ArcView. В результате импорта будут получены векторные слои с готовыми объектами, при этом все характеристики, такие как масштаб, цвет и др. будут сохранены. Если к объектам в обменном формате была прикреплена база данных, то она так же импортируется в Zulu.

Помимо импорта Zulu позволяет экспортировать графические данные в такие форматы как: .DXF, .MIF/.MID, .BMP, Shape .SHP. Экспорт семантических данных возможен в электронную таблицу Microsoft Excel или страницу HTML.

Руководство пользователя электронной модели разработано на основании руководств по ГИС Zulu (7.0) и ZuluThermo, представленных производителем.

3.4. Возможности ГИС Zulu

Система обладает следующими возможностями:

- Создавать карты местности в различных географических системах координат и картографических проекциях, отображать векторные графические данные со сглаживанием и без;

- Осуществлять обработку растровых изображений форматов BMP, TIFF, PCX, JPG, GIF, PNG при помощи встроенного графического редактора;
- Пользоваться данными с серверов, поддерживающих спецификацию WMS (Web Map Service);
- С помощью создаваемых векторных слоев с собственным бинарным форматом, обеспечивающим высокую скорость работы, векторизовать растровые изображения;
- При векторизации использовать как примитивные объекты (символьные, текстовые, линейные, площадные) так и типовые объекты, описываемые самостоятельно в структуре слоя;
- Работать с семантическими данными, подключаемыми к слою из внешних источников BDE, ODBC или ADO через описатели баз данных (получать данные можно из таблиц Paradox, dBase, FoxPro; Microsoft Access; Microsoft SQL Server; ORACLE и других источников ODBC или ADO);
- Выполнять запросы к базам данных с отображением результатов на карте (поиск определенной информации, нахождение суммы, максимального, минимального значения, и т.д.);
- Выполнять пространственные запросы по объектам карты в соответствии со спецификациями OGC;
- Создавать модель рельефа местности и строить на ее основе изолинии, зоны затопления профили и растры рельефа, рассчитывать площади и объемы;
- Экспортировать данные из семантической базы или результаты запроса в электронную таблицу Microsoft Excel или страницу HTML;
- Программно или по семантическим данным создавать тематические раскраски, с помощью которых меняется стиль отображения объектов;
- Выводить для всех объектов слоя надписи или бирки, текст надписи может как браться из семантической базы данных, так и переопределяться программно;

- Отображать объекты слоя в формате псевдо-3D позволяющем визуализироваться относительные высоты объектов (например, высоты зданий);
- Создавать и использовать библиотеку графических элементов систем теплоснабжения и режимов их функционирования;
- Создавать расчетные схемы инженерных коммуникаций с автоматическим формированием топологии сети и соответствующих баз данных;
- Изменять топологию сетей и режимы работы ее элементов;
- Решать топологические задачи (изменение состояния объектов (переключения), поиск отключающих устройств, поиск кратчайших путей, поиск связанных объектов, поиск колец);
- Для быстрого перемещения в нужное место карты устанавливать закладки (закладка на точку на местности с определенным масштабом отображения и закладка на определенный объект слоя (весьма удобно, если объект - движущийся по карте));
- С помощью проектов раскрывать структуру того или иного объекта, изображенного на карте схематично;
- Создавать макеты печати;
- Импортировать графические данные из MapInfo (MIF/MID), AutoCAD Release 12 (DXF) и ArcView (SHP);
- Экспортировать графические данные в MapInfo (MIF/MID), AutoCAD Release 12 (DXF), ArcView (SHP) и Windows Bitmap (BMP);
- Создавать макросы на языках VB Script или Java Script;
- Осуществлять программный доступ к данным через объектную модель для написания собственных конвертеров;
- Создавать собственные приложения, работающие под управлением Zulu.

3.5. Организация графических данных

Графические данные организованы послойно. Слой является основной информационной единицей системы. Каждый объект слоя имеет уникальный идентификатор (ID или «ключ»). В программе применяются следующие типы слоев:

- векторные слои;
- растровые слои;
- слои рельефа;
- слои с серверов WMS (Web Map Service).

Векторные слои

Объекты векторного слоя делятся на простые (примитивы) и типовые (классифицированные объекты).

Примитивы могут быть:

- точечные (пиктограммы или «символы»);
- текстовые;
- линейные (линии, полилинии);
- площадные (контуры, поликонтуры).

Типовые объекты описываются в библиотеке типов объектов. Каждый тип описывает площадной, линейный или символьный типовой графический объект, имеет пользовательское название и может быть связан с собственной семантической базой данных.

Каждый тип объекта может иметь несколько режимов, которые имеют пользовательское название, и задают различные способы отображения данного типового объекта.

Типовые объекты могут быть:

- точечные (пиктограммы или «символы»);
- линейные (линии, полилинии);
- площадные (контуры, поликонтуры).

Атрибутивные или семантические данные векторного слоя хранятся во внешнем источнике данных и подключаются к слою через собственный описатель базы данных. К одному слою может быть подключено попеременно произвольное число семантических баз данных. Примитивы пользуются общей семантической базой данных, типовые объекты - собственной для каждого типа (однако для разных типов можно подключить одну и ту же базу).

Растровые слои

Растровым слоем может быть либо отдельный растровый объект, либо группа растровых объектов. Растровая группа может содержать произвольное число

растровых объектов или вложенных растровых групп. Число растров в слое ограничено лишь дисковым пространством (Zulu справляется с полем из нескольких тысяч растров).

Поддерживаемые форматы растров - BMP, TIFF, PCX, JPEG, GIF, PNG.

3.6. Работа с системами координат и картографическими проекциями

Графические данные могут храниться в различных системах координат и отображаться в различных проекциях трехмерной поверхности Земли на плоскость.

Система предлагает набор предопределенных систем координат. Кроме того пользователь может задать свою систему координат с индивидуальными параметрами для поддерживаемых системой проекций.

В частности эта возможность позволит, при известных параметрах (ключах перехода), привязывать данные, хранящиеся в местной системе координат, к одной из глобальных систем координат.

Данные можно перепроецировать из одной системы координат в другую.

3.7. Организация семантических данных

Семантические данные подключаются к слою из внешних источников Borland Database Engine (BDE), Open Database Connectivity (ODBC) или ActiveX Data Objects (ADO) через описатели баз данных.

Получать данные можно из:

- Таблиц Paradox, dBase, FoxPro;
- Microsoft Access;
- Microsoft SQL Server;
- ORACLE;
- другие источники ODBC или ADO.

Возможен импорт/экспорт данных в следующие форматы:

- MapInfo MIF/MID;
- AutoCAD DXF;
- Shape SHP;
- Экспорт карты (Windows Bitmap (BMP));

- Экспорт семантических данных (Microsoft Excel, HTML, текстовый формат).

3.8. Представление данных на карте

Карта может содержать произвольное число графических слоев - Одни и те же графические слои могут быть помещены в разные карты с разными настройками отображения. Карта имеет возможность задания пользовательского имени, цвета фона и масштабной сетки.

Данные, хранящихся в разных системах координат, можно отображать на одной карте, в одной из картографических проекций. При этом пересчет координат (если он требуется) из одного датума в другой и из одной проекции в другую производится при отображении.

Примитивы могут иметь индивидуальные стили отображения (цвет, стиль, толщина линий; цвет и стиль заливки; пиктограмма; формат текста). Типовые объекты имеют стиль в зависимости от режима (состояния), который определяется в библиотеки типов объектов слоя. Стиль примитивов может переопределять картой - для всех примитивов можно принудительно задать один стиль.

Стиль объектов можно менять с помощью тематических раскрасок. При этом раскраска может быть создана по семантическим данным или программно.

Есть возможность выводить для всех объектов слоя надписи или бирки. Текст надписи может браться из семантической базы данных. Текст надписи также может переопределяться программно. Бирки генерируются автоматически, но могут потом расставляться пользователем в нужное расположение и в нужной ориентации.

Для быстрого перемещения в нужное место карты можно устанавливать закладки. Закладка на точку на местности с определенным масштабом отображения.

Карту можно печатать с различными опциями (на одной странице или нескольких страницах, в заданном масштабе или вписав в заданные габариты, на страницах для последующей склейки и т.д.).

3.9. Организация карт

Имеется возможность удобно организовать карты, объединенные общей тематикой. Совокупность карт, объединенных общим пользовательским именем и, если требуется, набором иерархических связей между этими картами, представляет собой проект.

В рамках проекта карты можно связывать между собой с помощью гиперссылок. Гиперссылка определяется от объекта в одной карте к другой карте с указанием месторасположения и масштаба.

3.10. Редактирование объектов

Для редактирования и ввода объектов предусмотрены:

Возможности ввода и редактирования:

- ввод с экрана мышкой
- ввод по координатам с клавиатуры
- трассировка линий
- автозамыкание контуров
- вырезка/копирование/вставка - дублирование
- поворот объекта.

Операции отмены/возврата действия (Undo / Redo).

Редактирование группы объектов:

- удаление - перемещение;
- дублирование;
- поворот - вырезка/копирование/вставка.
- Редактирование элементов объекта:
- перемещение/удаление/вставка узлов;
- перемещение/удаление ребер;
- разбиение участка символьным объектом.
- Трансформация.

3.11. Векторные оверлейные операции

Оверлей - операция наложения друг на друга двух или более слоев, в результате которой образуется один производный слой, содержащий композицию пространственных объектов исходных слоев, топологию этой композиции и атрибуты, арифметически или логически производные от значений атрибутов исходных объектов.

Поддерживаются следующие векторные оверлейные операции:

- объединение объектов с наследованием ID (уникального идентификатора);
- разъединение объектов;
- разделение одного объекта группой объектов;
- вырезка из одного объекта области группы объектов;
- отрезание объекта вне области группы других объектов;
- узлование;
- буферные зоны;
- построение контуров по сети.

3.12. Корректировка растров

В системе реализована корректировка растровых файлов, содержащих сканированную с планшетов топооснову. Корректировка искажений сканирования производится по точкам растра, координаты которых известны. Как минимум должны быть известны четыре точки, определяющие углы планшета.

Процедура корректировки создает новый растр, углы которого совпадают с углами планшета, т.е. процедура корректировки обрезает отсканированные, но лишние, поля.

3.13. Моделирование сетей и топологические задачи на сетях

Наряду с обычным для ГИС разделением объектов на контуры, ломаные, комбинированные контуры, комбинированные ломаные, Zulu поддерживает линейно-узловую топологию, что позволяет моделировать инженерные сети.

Наряду с обычным для ГИС разделением объектов на контуры, ломаные, символы, Zulu поддерживает линейно-узловую топологию, что позволяет моделировать инженерные и другие сети. Топологическая сетевая модель представляет собой граф сети, узлами которого являются точечные объекты (колодцы, источники, задвижки, рубильники, перекрестки, потребители и т.д.), а ребрами графа являются линейные объекты (кабели, трубопроводы, участки дорожной сети и т.д.).

Топологический редактор создает математическую модель графа сети непосредственно в процессе ввода (рисования) графической информации. Используя модель сети можно решать ряд топологических задач, поиск кратчайшего пути, анализ связности, анализ колец, анализ отключений, поиск отключающих устройств и т.д. Можно менять состояния объектов (переключения) с последующим автоматическим обновлением состояния всей сети (например, включение/выключение задвижки трубопровода) выполнять поиск отключающих устройств (формирование списка объектов, имеющих признак «отключающее устройство», при отключении которых выбранный объект также переводится в состояние «отключен»), кратчайших путей (находить кратчайший путь по сети между выбранными узлами с учетом направлений участков), связанных объектов (находится множество объектов сети, достижимых из выбранного узла сети, достижимость может определяться без учета направления участков, с учетом и против направления участков), искать все кольца сети, в которые входят все выбранные объекты.

Сеть вводится как совокупность типовых точечных объектов, соединенных типовыми линейными объектами, имеющими признак «участок». Информация о топологии формируется автоматически - если «потянуть» за узел или ребро, связанные объекты также перемещаются. Объекты сети можно откреплять и заново прикреплять друг к другу одним движением мышки.

Модель сети Zulu является основой для работы модуля расчетов инженерных сетей ZuluThermo.

3.14. Модуль ZuluThermo

Модуль ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать

информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десятками схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

Состав задач:

- построение расчетной модели тепловой сети;
- паспортизация объектов сети;
- наладочный расчет тепловой сети;
- поверочный расчет тепловой сети;
- конструкторский расчет тепловой сети;
- расчет требуемой температуры на источнике;
- коммутационные задачи;
- построение пьезометрического графика;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

3.15. Построение расчетной модели тепловой сети

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется

расчетная модель. После графического изображения системы теплоснабжения, необходимо задать расчетные параметры объектов и выполнить соответствующие расчеты.

Тепловая сеть включает в себя следующие основные объекты: источник, участок (трубопроводы), потребитель и узлы: центральные тепловые пункты (ЦТП), насосные, запорную и регулирующую арматуру, камеры и другие элементы.

Источник

Источник – это символьный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В математической модели источник представляется сетевым насосом, создающим располагаемый напор, и подпиточным насосом, определяющим напор в обратном трубопроводе. Условное обозначение источника в зависимости от режима работы представлено на рисунке 13. При работе нескольких источников на одну сеть, один из них может выступать в качестве пиковой котельной.

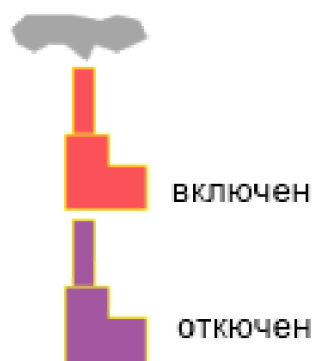


Рисунок 13. Условное изображение источника

Участок

Участок - это линейный объект, на котором не меняются:

- диаметр трубопровода;
- тип прокладки;
- вид изоляции;
- расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и может, в зависимости от желания пользователя, соответствовать или не соответствовать стандартному изображению сети по ГОСТ 21-605-82.

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный», см. рис 14. Эти режимы позволяют смоделировать многотрубные схемы тепловых сетей.

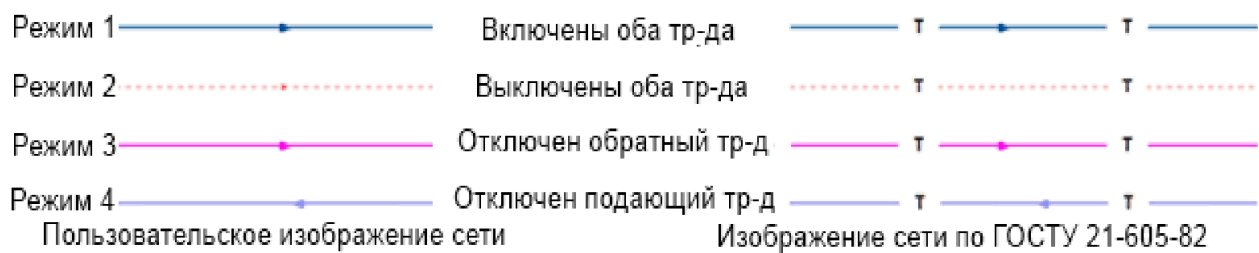


Рисунок 14. Изображение нескольких состояний участков, задаваемых разными режимам

Узел

Узел - это символьный объект тепловой сети. В тепловой сети узлами являются все объекты сети, кроме источника, потребителя и участков. В математической модели внутреннее представление объектов (кроме источника, потребителя, перемычки, ЦТП и регуляторов) моделируется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы представлены на рисунке 15.

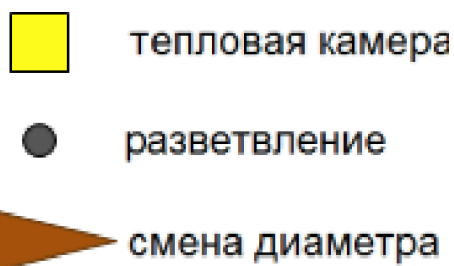


Рисунок 15. Условное изображение узловых объектов

Простым узлом в модели считается любой узел, чьи свойства специально не оговорены. Простой узел служит только для соединения участков. Такими узлами для модели являются тепловые камеры, ответвления, смены диаметров, смена типа прокладки или типа изоляции и т.д.

Центральные тепловые пункты

Центральный тепловой пункт (ЦТП) - это узел дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии. Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть, с индивидуальными потребителями. В ЦТП может входить только один участок и только один участок может выходить. Причем входящий участок идет со стороны магистрали, а выходящий участок ведет к конечным потребителям. Внутренняя кодировка ЦТП

зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Это может быть групповой элеватор, групповой насос смешения, независимое подключение группы потребителей, бойлеры на ГВС и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 28 схем присоединения ЦТП.

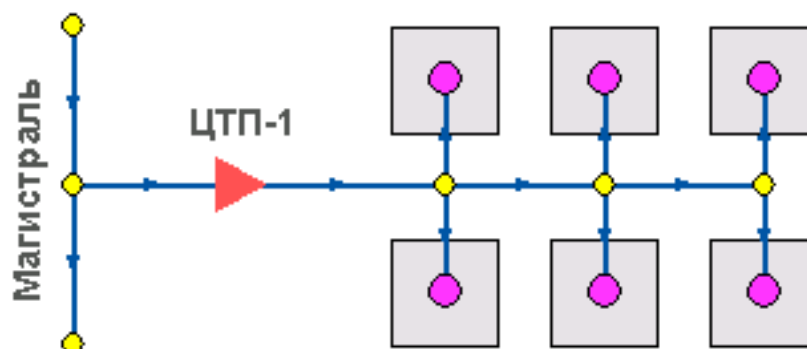


Рисунок 16. Изображение ЦТП

Вспомогательный участок

Вспомогательный участок - указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырёхтрубной тепловой сети после ЦТП. Это небольшой участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения, как показано на рисунке 17. «Подключение трубопровода ГВС».

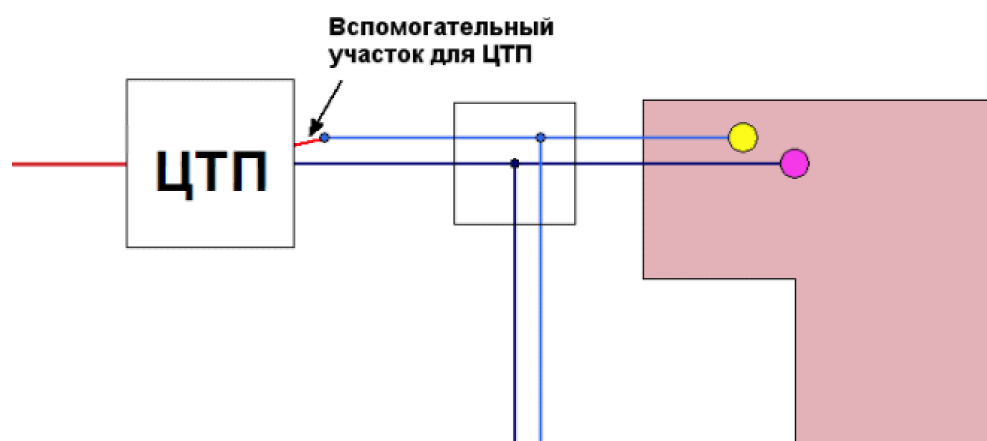


Рисунок 17. Подключение трубопровода ГВС

Потребитель

Потребитель – это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке 18.

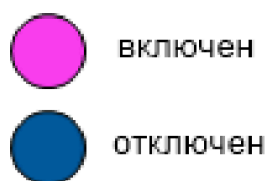


Рисунок 18. Условное изображение потребителя

Потребитель тепловой энергии характеризуется расчетными нагрузками на систему отопления, систему вентиляции и систему горячего водоснабжения и расчетными температурами на входе, выходе потребителя, и расчетной температурой внутреннего воздуха.

В однолинейном представлении потребитель - это узловой элемент, который может быть связан только с одним участком.

Внутренняя кодировка потребителя существенно зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смещением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС, с регуляторами температуры, отопления, расхода и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 31 схема присоединения потребителей.

Если в здании несколько узлов ввода, то объектом «потребитель» можно описать каждый ввод. В тоже время как один потребитель можно описать целый квартал или завод, задав для такого потребителя обобщенные тепловые нагрузки.

Обобщенный потребитель

Обобщенный потребитель – символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем можно моделировать, например, общую нагрузку квартала.

Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке 19.



Рисунок 19. Изображение обобщенного потребителя

Такой объект удобно использовать, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети. Например, при расчете магистральных сетей информации о квартальных сетях может не быть, а для оценки потерь напора в магистралях достаточно задать обобщенные расходы в точках присоединения кварталов к магистральной сети.

В однолинейном изображении не требуется подключать обобщенный потребитель на отдельном отводящем участке, как в случае простого потребителя. То есть в этот узел может входить и/или выходить любое количество участков. Это позволяет быстро и удобно, с минимальным количеством исходных данных.



Рисунок 20. Варианты включение обобщенных потребителей

Задвижка

Задвижка - это символичный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия. Промежуточное состояние задвижки должно определяться при её режиме работы.

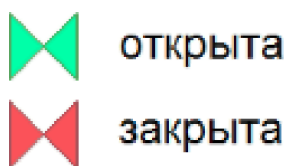


Рисунок 21. Условное изображение задвижки

Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима работы:

Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах рис 22. «Однолинейное и внутренне представление задвижки» .

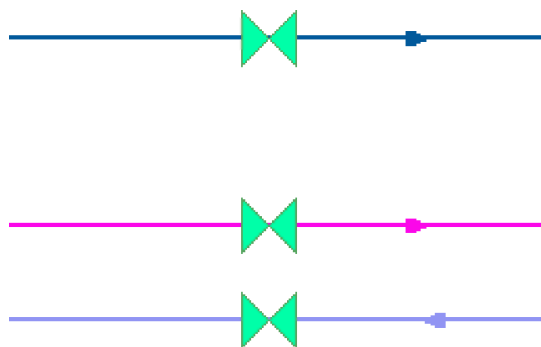


Рисунок 22. Однолинейное и внутренне представление задвижки

Перемычка

Перемычка - это символьный объект тепловой сети, моделирующий участок между подающим и обратным трубопроводами.

Условное обозначение перемычки в зависимости от режима работы представлено на рисунке 23.

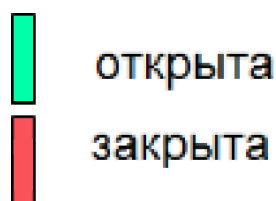


Рисунок 23. Условное представление перемычки

Перемычка позволяет смоделировать участок, соединяющий подающий и обратный трубопроводы. В этот узел может входить и/или выходить любое количество участков.

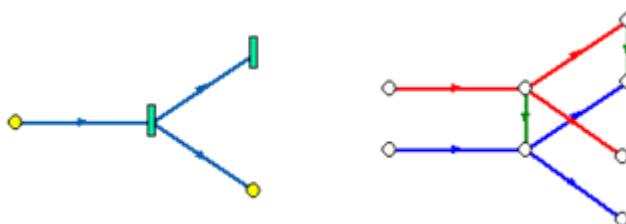


Рисунок 24. Перемычка

Так как перемычка в однолинейном изображении представлена узлом, то для моделирования соединения между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка одного элемента «перемычка»

недостаточно. Понадобятся еще два участка: один только подающий, другой - только обратный.

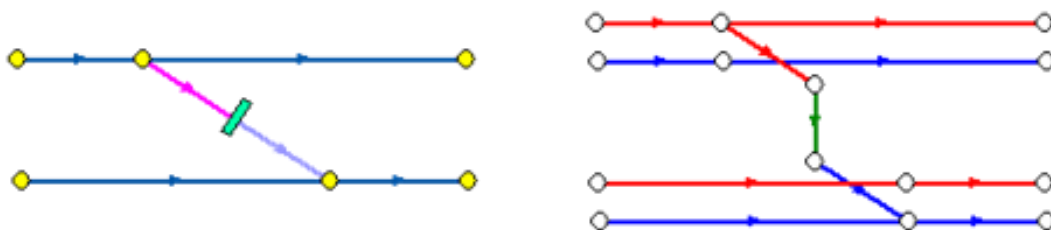


Рисунок 25. Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка

Насосная станция

Насосная станция – символьный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса.

Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом. В зависимости от табличных параметров этого узла насос может быть установлен на подающем или обратном трубопроводе, либо на обоих трубопроводах одновременно. Для задания направления действия насоса в этот узел только один участок обязательно должен входить и только один участок должен выходить.



Рисунок 26. Насосная станция

Насос можно моделировать двумя способами: либо как идеальное устройство, которое изменяет давление в трубопроводе на заданную величину, либо как устройство, работающее с учетом реальной напорно-расходной характеристики конкретного насоса.

В первом случае просто задается значение напора насоса на подающем и/или обратном трубопроводе. Если значение напора на одном из трубопроводов равно нулю, то насос на этом трубопроводе отсутствует. Если значение напора

отрицательно, то это означает, что насос работает навстречу входящему в него участку.

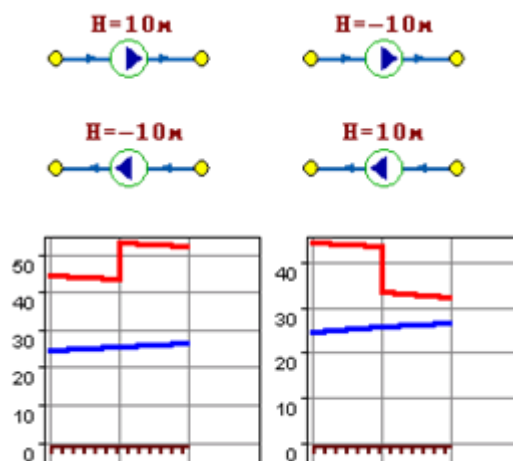


Рисунок 27. Пьезометрические графики

На рисунке 27 видно, как различные направления участков, входящих и выходящих из насоса в сочетании с разными знаками напора, влияют на результат расчета, отображенный на пьезометрических графиках.

Когда задается только значение напора на насосе, оно остается неизменным не зависимо от проходящего через насос расхода.

Если моделировать работу насоса с учетом его QH характеристики, то следует задать расходы и напоры на границах рабочей зоны насоса.

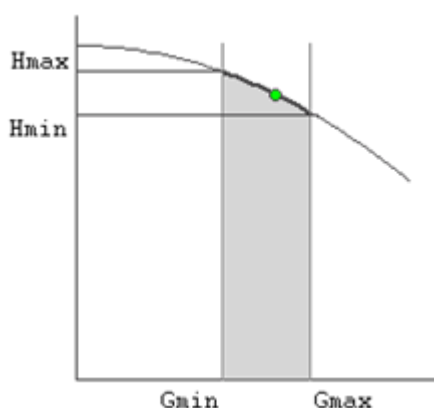


Рисунок 28. Напорно-расходная характеристика насоса

По заданным двум точкам определяется парабола с максимумом на оси давлений, по которой расчет и будет определять напор насоса в зависимости от расхода. Следует отметить, что характеристика, задаваемая таким образом, может

отличаться от реальной характеристики насоса, но в пределах рабочей области обе характеристики практически совпадают.

Для описания нескольких параллельно работающих насосов достаточно задать их количество и результирующая характеристика будет определена при расчете автоматически.

Так как напоры на границах рабочей области насоса берутся из справочника и всегда положительны, то направление действия такого насоса будет определяться только направлением входящего в узел участка.

Дросселирующие устройства

Дросселирующие устройства в однолинейном представлении являются узлами, но во внутренней кодировке - это дополнительные участки с постоянным или переменным сопротивлением. В дросселирующий узел обязательно должен входить только один участок, и только один участок из узла должен выходить.

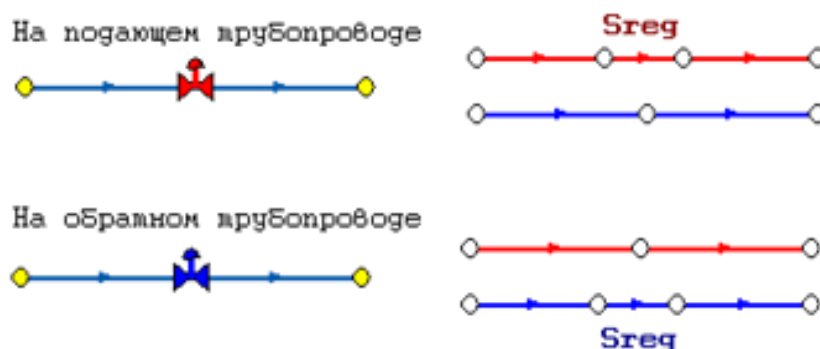


Рисунок 29. Дросселирующие устройства

Дроссельная шайба

Дроссельная шайба - это символьный объект тепловой сети, характеризующийся фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы. Дроссельная шайба имеет два режима работы: вычисляемая и устанавливаемая. Устанавливаемая шайба это нерегулируемое сопротивление, то величина гасимого шайбой напора зависит от квадрата, проходящего через шайбу расхода.

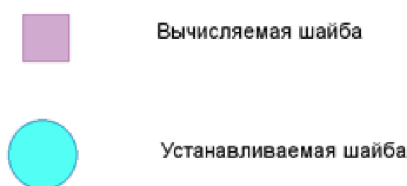


Рисунок 30. Условное представление шайбы

На рисунке 31 видно, как меняются потери на шайбе, установленной на подающем трубопроводе, при увеличении расхода через нее в два раза.

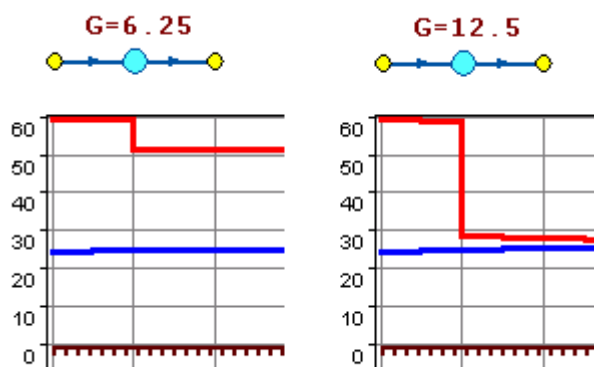


Рисунок 31. Характеристики дроссельных шайб

Регулятор давления

Регулятор давления - устройство с переменным сопротивлением, которое позволяет поддерживать заданное давление в трубопроводе в определенном диапазоне изменения расхода. Регулятор давления может устанавливаться как на подающем, так и на обратном трубопроводе.

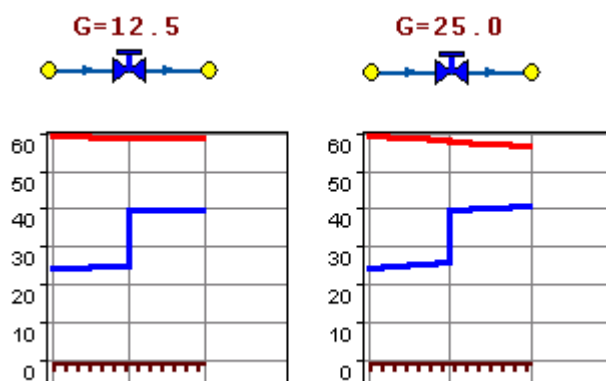


Рисунок 32. Регулятор давления

На рисунке 32 показано, что при увеличении в два раза расхода через регулятор, установленный в обратном трубопроводе, давление в регулируемом узле остается постоянным.

Величина сопротивления регулятора может изменяться в пределах от бесконечности до сопротивления полностью открытого регулятора. Если условия работы сети заставляют регулятор полностью открыться, то он начинает работать как нерегулируемый дросселирующий узел.

Регулятор располагаемого напора

Регулятор располагаемого напора - это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя.

Работа регулятора располагаемого напора аналогична работе регулятора давления, только в этом случае регулятор старается держать постоянной заданную величину располагаемого напора.



регулятор располагаемого напора на подающем трубопроводе



регулятор располагаемого напора на обратном трубопроводе

Рисунок 33. Условное представление регуляторов напора

Регулятор расхода

Регулятор расхода – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданным пользователем расход теплоносителя.

Регулятор можно устанавливать как на подающем, так и на обратном трубопроводе. К работе регулятора расхода можно отнести все сказанное про регуляторы давления.



регулятор расхода на подающем трубопроводе



регулятор расхода на обратном трубопроводе

Рисунок 34. Условное представление регуляторов расхода

3.16. Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора не достаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура

теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.17. Поверочный расчет тепловой сети

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и

потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.18. Конструкторский расчет тепловой сети

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

3.19. Расчет требуемой температуры на источнике

Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

3.20. Коммутационные задачи

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

3.21. Пьезометрический график

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского).

Это основной аналитический инструмент специалиста по гидравлическим расчетам тепловых сетей. Пьезометр представляет собой графический документ, на котором изображены линии давлений в подающей и обратной магистралях тепловой сети, а также профиль рельефа местности - вдоль определенного пути, соединяющего между собой два произвольных узла тепловой сети по неразрывному потоку теплоносителя. На пьезометрическом графике наглядно представлены все основные характеристики режима, полученные в результате гидравлического расчета, по всем узлам и участкам вдоль выбранного пути: манометрические давления, полные и удельные потери напора на участках тепловой сети, располагаемые давления в камерах, расходы теплоносителя, перепады, создаваемые на насосных станциях и источниках, избыточные напоры и т.д.

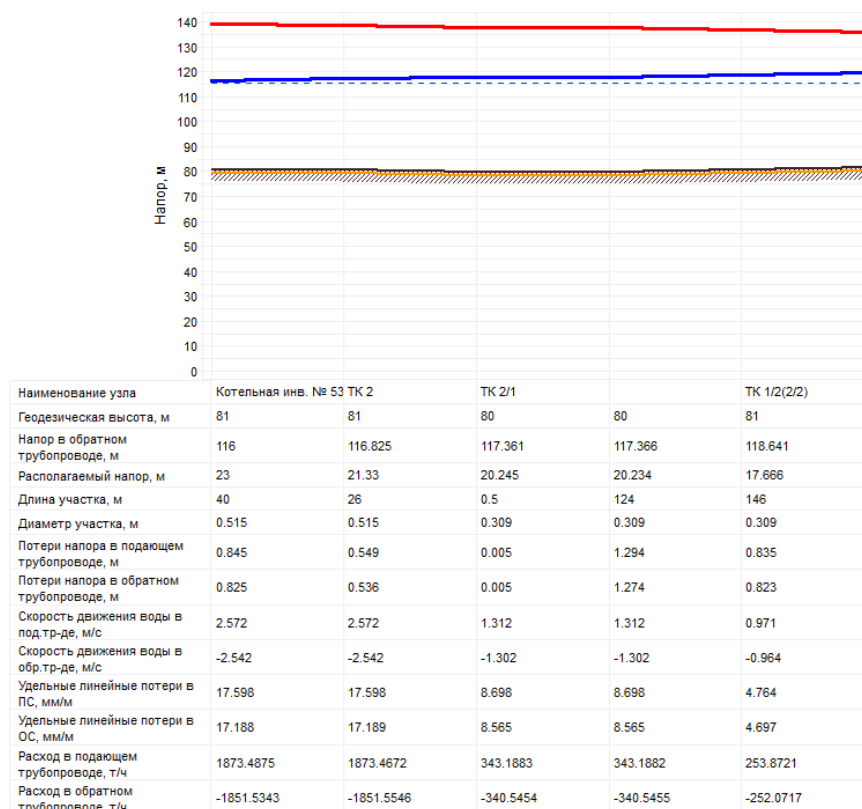


Рисунок 35. Пьезометрический график

Цвет и стиль линий задается пользователем.

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой

сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Пьезометрические графики для любого участка тепловых сетей возможно построить на электронной модели.

3.22. Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

3.23. Сервер геоинформационной системы Zulu

ZuluServer - сервер ГИС Zulu, предоставляющий возможность совместной многопользовательской работы с геоданными в локальной сети и глобальной сети Интернет.

Доступ к серверу осуществляется через протокол TCP/IP. Сервер ZuluServer дает возможность исключить файловый доступ клиента к данным на сервере. Клиенту недоступна информация о физическом хранении данных и отсутствует возможность их несанкционированного изменения.

Также есть возможность разграничить доступ к данным между пользователями. Система паролей и прав позволяет предоставлять разным пользователям различные возможности и ограничения для доступа и работы с данными.

ГИС Zulu, сохраняя все возможности настольной версии ГИС, имеет встроенный клиент ZuluServer и может открывать карты, слои, проекты и другие данные Zulu как с локальной машины, так и с удаленного компьютера, где установлен ZuluServer.

Для того, чтобы подключиться к серверу ZuluServer достаточно указать его IP адрес, либо имя компьютера в локальной сети или же имя домена, если сервер расположен в сети Интернет.

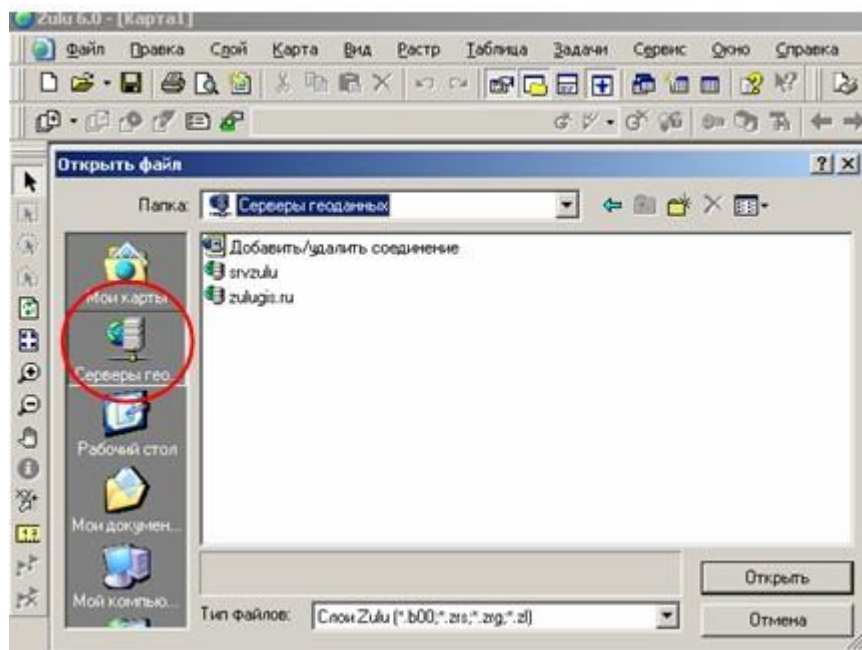


Рисунок 36. Встроенный клиент ГИС Zulu – ZuluServer

3.24. Особенности ZuluServer

Адресация данных

ГИС Zulu в своей работе с данными использует путь к файлам слоев, карт, проектов и других, эти данные представляющим. Путь к файлу может быть локальным типа «C:\Zulu\Buildings.b00» или сетевым вида «\\server\C\Zulu\Buildings.b00». Для доступа же к данным на сервере, Zulu пользуется адресом ресурса URL (uniform resource location) вида «zulu://server/buildings.zl». Подобно тому как веб-браузер использует URL для доступа к страницам веб-сайта, ГИС Zulu использует свой тип URL для адресации к данным на сервере ZuluServer.

Наложение слоев с разных серверов

ГИС Zulu дает возможность работать одновременно с картами и слоями с разных серверов и накладывать в одной карте слои с локальной машины и слои с сервера друг на друга в произвольном порядке.

Например, на карту местности в виде слоев, загруженных с удаленного сервера (допустим, из Интернета) можно наложить план предприятия с сервера данного предприятия, а поверх расположить схему инженерных коммуникаций, расположенную на клиентской машине.

Многопользовательское редактирование

ZuluServer дает возможность одновременного редактирования одних и тех же графических и табличных данных несколькими пользователями. При этом ведется независимый для каждого пользователя журнал отката.

Автоматическое обновление карты

При изменении данных одним из клиентов, сервер оповещает всех клиентов, пользующихся в данный момент этими данными, что приводит к автоматическому обновлению данных на карте.

Публикация данных

ZuluServer спланирован так, чтобы дать возможность быстро и просто опубликовать данные, созданные с помощью настольной версии ГИС Zulu. Физический формат данных при этом не меняется. Достаточно с помощью утилиты подготовки данных или вручную настроить ссылки для сервера ZuluServer и данные становятся доступными в сети. Подобно веб-серверу, сервер Zulu по запросу с клиентского места нужного ресурса предоставит данные, сопоставленные с этим ресурсом.

Администрирование данных

ZuluServer предоставляет возможность разграничить доступ к данным и назначить различные правила и права доступа к ним. Можно предоставить как анонимный доступа к данным для широкой публики, так и ограничить его для узкого круга пользователей, определив для каждого из них какие операции с данными ему разрешены.

Web-службы WMS и WFS

ZuluServer позволяет работать с данными сервера по спецификациям WMS 1.1.1, WMS 1.3.0 (Web Map Service) и WFS 1.0.0 (Web Feature Service) разработанными OGC (Open Geospatial Consortium).

Web-служба WMS позволяет отображать слои и карты сервера на клиентах, поддерживающих спецификации WMS, в частности, Zulu, Google Earth, Google Api, Open Layers, Yandex Map, MapInfo, ArcGIS и др.

Web-служба WFS обеспечивает доступ к векторной и семантической информации сервера для клиентов, поддерживающих данную спецификацию.

Пространственный фильтр к данным

Права доступа к серверным данным для пользователя или группы пользователей можно ограничить областью, заданной простым или составным полигоном.

Если введено такое ограничение, то пользователь сможет отображать слои и оперировать данными только в пределах указанной области.

Авторизация Windows

При соединении с ZuluServer возможно использовать учетные сведения Windows для авторизации пользователя на сервере, как это делает например Microsoft SQL Server. Пользователю не нужно постоянно вводить логин и пароль.

3.25. Электронная модель существующей системы теплоснабжения

В качестве методической основы для разработки «Электронной модели системы теплоснабжения г. Заозерск» (далее – ЭМ) использованы требования к процедурам разработки автоматизированной информационно-аналитической системы «Электронная модель системы теплоснабжения города, населенного пункта», изложенные в Постановлении Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. и в СТО НП «Российское теплоснабжение» «Автоматизированные информационно-аналитические системы «Электронные модели систем теплоснабжения городов» Общие требования».

Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения города в слоях ЭМ представлены графическим представлением объектов системы теплоснабжения с привязкой к топооснове города и полным топологическим описанием связности объектов, а также паспортизацией объектов системы теплоснабжения (источников теплоснабжения, участков тепловых сетей, оборудования ЦТП, ИТП).

Основой семантических данных об объектах системы теплоснабжения были базы данных Заказчика и информация, собранная в процессе выполнения анализа существующего состояния системы теплоснабжения города.

В составе электронной модели (ЭМ) существующей системы теплоснабжения города отдельными слоями представлены:

- топоснова города;

- адресный план города;
- слои, содержащие сетки районирования города;
- отдельные расчетные слои ZULU по отдельным зонам теплоснабжения города;
- объединенные информационные слои по тепловым источникам и потребителям города, созданные для выполнения пространственных технологических запросов по системе в рамках принятой при разработке «Схемы теплоснабжения...» сетки расчетных единиц деления города или любых других территориальных разрезах в целях решения аналитических задач.

После завершения ввода информации об объектах системы теплоснабжения (изображений и паспортов энергоисточников, участков трубопроводов тепловых сетей, теплосетевых объектов, потребителей) была выполнена процедура калибровки электронной модели с целью обеспечения соответствия расходов теплоносителя в модели реальным расходам базового отопительного периода разработки схемы теплоснабжения.

3.26. Адресный план города

На адресном плане города изображены:

- уличная сеть;
- границы водных объектов;
- зеленая зона;
- мосты, эстакады, путепроводы;
- здания;
- строения;
- железнодорожные пути;
- трамвайные пути.

Фрагмент адресного плана, представленного в ЭМ – см. на Рисунок 37.

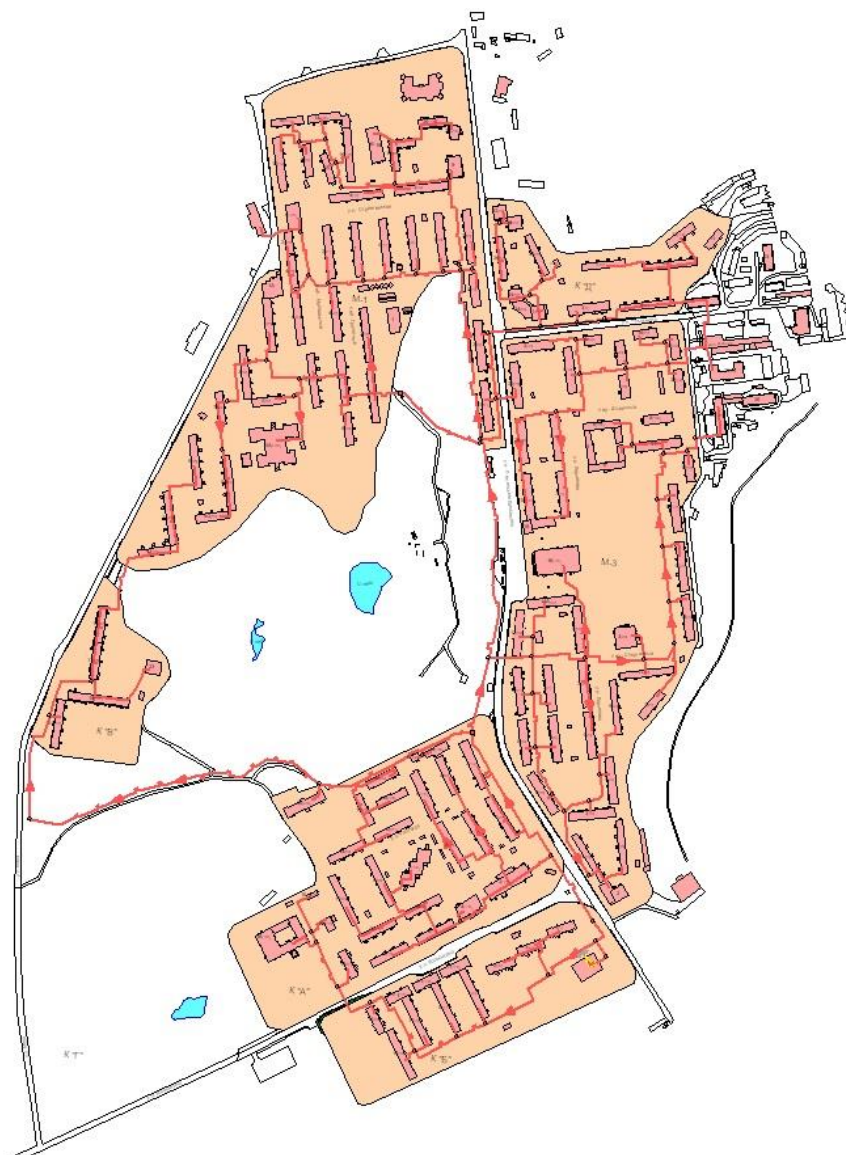


Рисунок 37. Фрагмент адресного плана

Слои, представляющие сетки районирования города

ЭМ в соответствии с требованиями к ее содержанию включает слои расчетных единиц территориального деления (сетки районирования), включая административное, с необходимой по ним информацией:

графические границы деления города на административные территории (районы);

3.27. Расчетные слои ZULU по отдельным зонам теплоснабжения города

Общегородская электронная схема существующих тепловых сетей г. Заозерск, привязанных к топооснове города, представлена отдельными (расчетными) слоями

ZULU, содержащими данные по сети, необходимые для выполнения теплогидравлических расчетов:

- магистральные тепловые сети;
- квартальные сети – городские распределительные сети до потребителей города;

Фрагмент расчетного слоя электронной схемы существующих тепловых сетей представленной в ЭМ - см. рисунок 38.

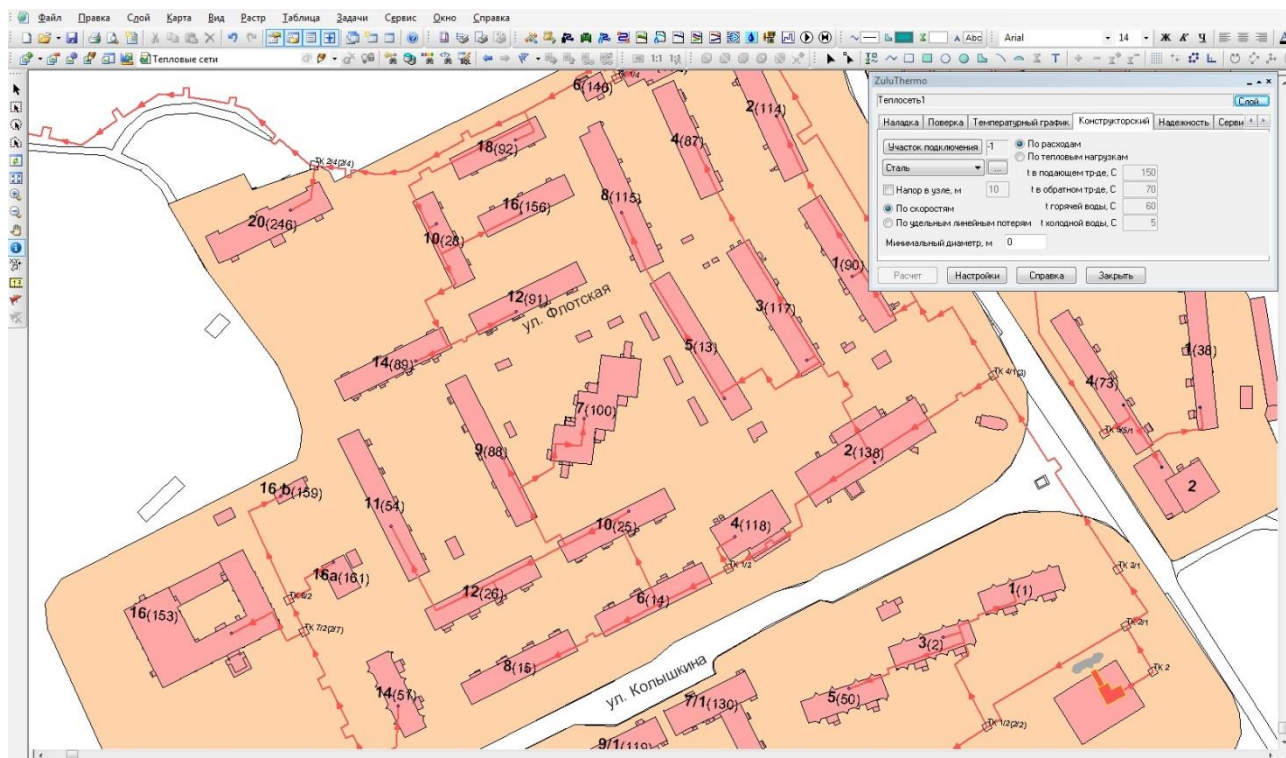


Рисунок 38. Фрагмент схемы тепловых сетей

К объектам расчетных слоев относятся:

- Источники;
- Тепловая камера;
- Потребитель;
- Насосная станция;
- Задвижки;
- Участки;
- Дросселирующий узел;
- ЦТП;
- Граница балансовой принадлежности;
- Узел учета;

- Перемычка;
- Обобщенный потребитель;
- Вспомогательный участок.

В существующих базах данных «ZULU» предусматриваются стандартные характеристики по приведенным выше типам объектов системы теплоснабжения.

Состав информации по каждому типу объектов носит как информативный характер (например: для источников - наименование предприятия, наименование источника, для потребителей - адрес узла ввода, наименование узла ввода и т.д.), так и необходимый для функционирования расчетной модели (например: для источников - геодезическая отметка, расчетная температура в подающем трубопроводе, расчетная температура холодной воды). Полнота заполнения базы данных по параметрам зависит от наличия исходных данных, предоставленных Заказчиком и опрошенными субъектами системы теплоснабжения города.

При желании пользователя, в существующие базы данных по объектам сети можно добавить дополнительные поля.

3.28. Рекомендации по организации внедрения и использования ЭМ

Необходимыми условиями для реализации, внедрения и дальнейшей эксплуатации ЭМ в организации (держателе ЭМ) являются:

- определение основных пользователей ЭМ;
- назначение ответственно лица из числа ИТР;
- организация сервера для установки ЭМ;
- назначение администратора внедряемой системы;
- организация мониторинга и актуализации ЭМ.

3.29. Организация механизмов информационного взаимодействия

Учитывая то, что система теплоснабжения - динамично развивающийся механизм, организация мониторинга и актуализации ЭМ являются необходимыми условием для поддержания данных ЭМ в актуальном состоянии.

Для организации мониторинга единой общегородской модели системы теплоснабжения необходима организация периодического поступления необходимой

для мониторинга информации от предприятий, являющихся основными поставщиками данных, содержащихся в ЭМ:

- данные по перспективному развитию города,
- данные по запрашиваемым техническим условиям на присоединение к системам теплоснабжения,
- данные планируемым к строительству или введенным в эксплуатацию объектам теплоснабжения,
- данные адресного плана города,
- данные по изменениям сеток районирования города и т. д.

Базы данных ЭМ должны актуализироваться только строго первичной информацией, с максимально возможным технологическим обеспечением однократного ее ввода в систему.

Необходимо организовать системы информационного обмена с соответствующими организациями и департаментами города, теплогенерирующими и теплоснабжающими предприятиями города – владельцами вышеперечисленной информации, разработать механизмы информационного взаимодействия с теми системами, в которых данная информация ведется и актуализируется, разработать регламент обновления данных и утвердить его соответствующими службами на уровне города.

3.30. Требования к квалификации персонала

В функционировании системы должны участвовать следующие группы персонала:

Эксплуатационный персонал системы - администратор системы, специалист обеспечивающий функционирование технических и программных средств, обслуживание и обеспечение рабочих мест пользователей, в обязанности которого также должно входить выполнение специальных технологических функций, таких как: ведение списков пользователей, регулирование прав доступа пользователей к ЭМ и операциям над ней, а также контроль за целостностью и сохранностью информации в базах данных. Эксплуатационный персонал должен быть ознакомлен с Руководством для администратора системы, обладать навыками работы с необходимыми для обеспечения работы ЭМ программно-аппаратными средствами.

Пользователи - сотрудники, непосредственно участвующие в работе с ЭМ и осуществляющие ее обработку на автоматизированных рабочих местах с помощью средств системы. Пользователи ЭМ должны обладать базовыми навыками работы с приложениями в операционной среде Microsoft Windows, а также иметь профильные навыки в зависимости от решаемых с помощью ЭМ задач. Пользователи должны пройти обучение правилам работы с ЭМ в соответствии со своими функциональными обязанностями и руководством пользователя.

4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

На настоящий момент источником централизованного теплоснабжения города Заозерск является котельная инв.№53. Зона действия котельной охватывает всю жилую и общественную застройку города.

Проектом схемы теплоснабжения предусматривается несколько вариантов развития системы теплоснабжения города Заозерск. В главе 10 рассмотрены такие варианты как техническое перевооружение существующей котельной, строительство новой котельной на угле на месте существующей котельной и строительство новых электрокотельных с одновременным выводом из эксплуатации существующей котельной №53. Все выше перечисленные варианты планируется осуществить в 2016 году. Установленная мощность источников тепловой энергии по всем вариантам будет составлять 35 Гкал/час. При вариантах, где предполагается строительство новых источников теплоснабжения, все потребители, снабжаемые тепловой энергией от котельной инв.№ 53 с 2016 года переключаются на вновь построенные котельные.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории города Заозерск на расчетный срок до 2027 года представлены в таблице 25.

Таблица 25. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки города Заозерск

Наименование	Разм-ть							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
Установленная мощность	Гкал/час	142,00	142,00	142,00	35,00	35,00	35,00	35,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	108,00	108,00	108,00	35,00	35,00	35,00	35,00
Собственные нужды	Гкал/час	2,70	2,67	2,67	0,97	0,97	0,96	0,96
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	105,30	105,33	105,33	34,03	34,03	34,04	34,04
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,45	4,31	4,17	4,03	3,90	2,66	2,39
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	24,84	24,48	24,52	24,15	24,15	23,88	23,88
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	76,01	76,54	76,64	5,85	5,98	7,50	7,78
	%	72,19	72,67	72,76	17,17	17,58	22,03	22,84

Соотношение резерва располагаемой мощности и присоединенной нагрузки потребителей тепловой энергии графически представлено на рисунке 39.

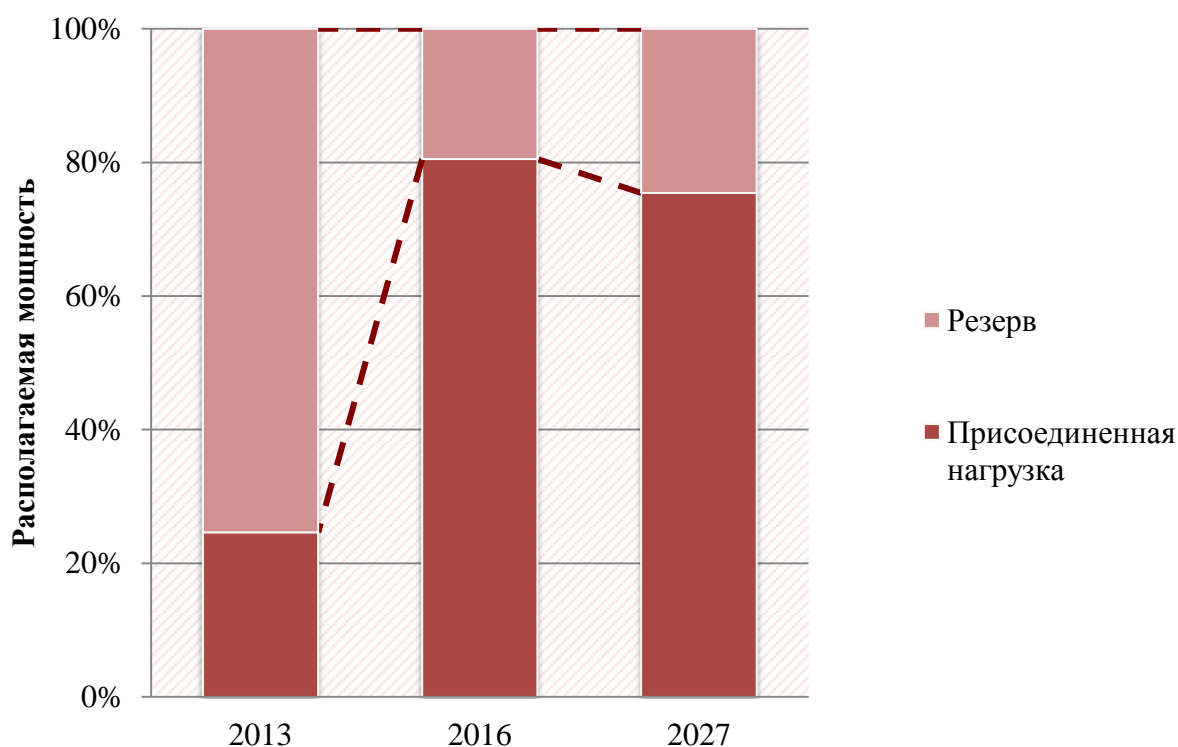


Рисунок 39. Присоединенная тепловая нагрузка потребителей города Заозерск

Как видно из диаграммы по состоянию на 2013 год котельная инв. №53 имеет значительный избыток тепловой мощности.

В 2016 году, согласно рассмотренным вариантам развития системы теплоснабжения, происходит изменение состава основного оборудования, установленного на источнике централизованного теплоснабжения города, а вместе с тем меняется и его установленная мощность. Кроме того, к 2016 году увеличивается численность населения города. Этими факторами обусловлено снижение резерва тепловой мощности источника централизованного теплоснабжения.

К 2027 году резерв тепловой мощности увеличивается. Происходит это за счет снижения энергопотребления в соответствии с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения и снижения потерь при транспортировке тепловой энергии в результате замены тепловых сетей, отработавших эксплуатационный ресурс.

4.2. 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 магистрального вывода

Увеличения тепловой нагрузки в городе Заозерск на расчетный период не ожидается. Существующие тепловые сети имеют достаточную пропускную способность для передачи тепловой энергии до потребителей без нарушения требуемых параметров теплоносителя.

4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Источник централизованного теплоснабжения города Заозерск на протяжении расчетного периода до 2027 года имеет достаточный резерв тепловой мощности.

Тепловые сети города также имеют достаточный резерв по пропускной способности.

5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Расчет перспективных балансов производительности водоподготовительных установок выполнен в соответствии с Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по утвержденным приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №278 и Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 года № 325.

Согласно СНиП 41-02-2003, для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения. Так как аварийная подпитка осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой, в расчетную производительность водоподготовительных установок она не входит.

На сегодняшний момент система теплоснабжения в городе Заозерск открытая.

Согласно пунктам 8 и 9 статьи 29 главы 7 Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ(ред. от 07.05.2013) «О теплоснабжении»:

- С 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (часть 8 введена Федеральным законом от 07.12.2011 N 417-ФЗ (ред. 30.12.2012));

- С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (часть 9 введена Федеральным законом от 07.12.2011 N 417-ФЗ).

В соответствии с данными пунктами при расчете принято, что к 2022 году будут переведены на закрытую схему.

Результаты расчетов перспективных балансов водоподготовительных установок представлены в таблице 26.

Таблица 26. Перспективные балансы водоподготовительных установок

Наименование	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
Расход теплоносителя на открытый водоразбор	т/час	106,22	94,41	82,61	70,81	59,01	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
Производительность водоподготовительных установок	т/час	109,37	97,56	85,76	73,96	62,16	3,15	3,15
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20

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

Проектом схемы теплоснабжения предусматривается несколько вариантов развития системы теплоснабжения города Заозерск. В главе 10 обосновывающих материалов рассмотрены такие варианты как техническое перевооружение существующей котельной, строительство новой котельной на угле на месте существующей котельной и строительство новых электрокотельных с одновременным выводом из эксплуатации существующей котельной №53. Все выше перечисленные варианты планируется осуществить в 2016 году.

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

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

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

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах

определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении

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

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

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

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

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95°C и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха".

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых

определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

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

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается ввиду низкой и непостоянной возможной электрической и тепловой нагрузки, которую можно подключить к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что приводит к значительным затратам на строительство и дальнейшую эксплуатацию подобной установки, т.е. экономически не обоснована.

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

Действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории ЗАТО город Заозерск не существует.

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

Согласно «Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения», утвержденным Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, предложения по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии рекомендуется разрабатывать при условии, что проектируемая установленная электрическая мощность турбоагрегатов

составляет 25 МВт и более. При проектируемой установленной электрической мощности турбоагрегатов менее 25 МВт предложения по реконструкции разрабатываются в случае отказа подключения потребителей к электрическим сетям.

Таким образом, реконструкция котельных для выработки электроэнергии в городе Заозерск не предусматривается.

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

Реконструкция котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии не предусматривается.

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

Перевод котельных в пиковый режим по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не предусматривается.

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

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории города Заозерск отсутствуют.

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

На расчетный срок в городе Заозерск согласно второму и третьему варианту развития теплоснабжения (строительство новой котельной на твердом топливе и строительство электрокотельных) предлагается вывод из эксплуатации в 2016 году котельной инв. № 53.

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

Зоны застройки малоэтажными жилыми домами на территории города Заозерск отсутствуют.

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

Производственные зоны на территории города Заозерск отсутствуют.

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

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки города Заозерска рассчитаны на основании данных о перспективных площадях строительных фондов и изменении численности населения.

Прогноз объемов потребления тепловой нагрузки – в разделе 2.6 главы 2.

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

Согласно п. 30, г. 2, ФЗ №190 от 27.07.2010 г.: «радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

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

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Расчетные радиусы эффективного теплоснабжения приведен в таблице 27, графическое представление на рисунке 40.

Таблица 27. Радиус эффективного теплоснабжения

Направление	Разм-ть	Длина
Северное	м	1475,89
Южное	м	271,43
Западное	м	368,57
Восточное	м	764,61

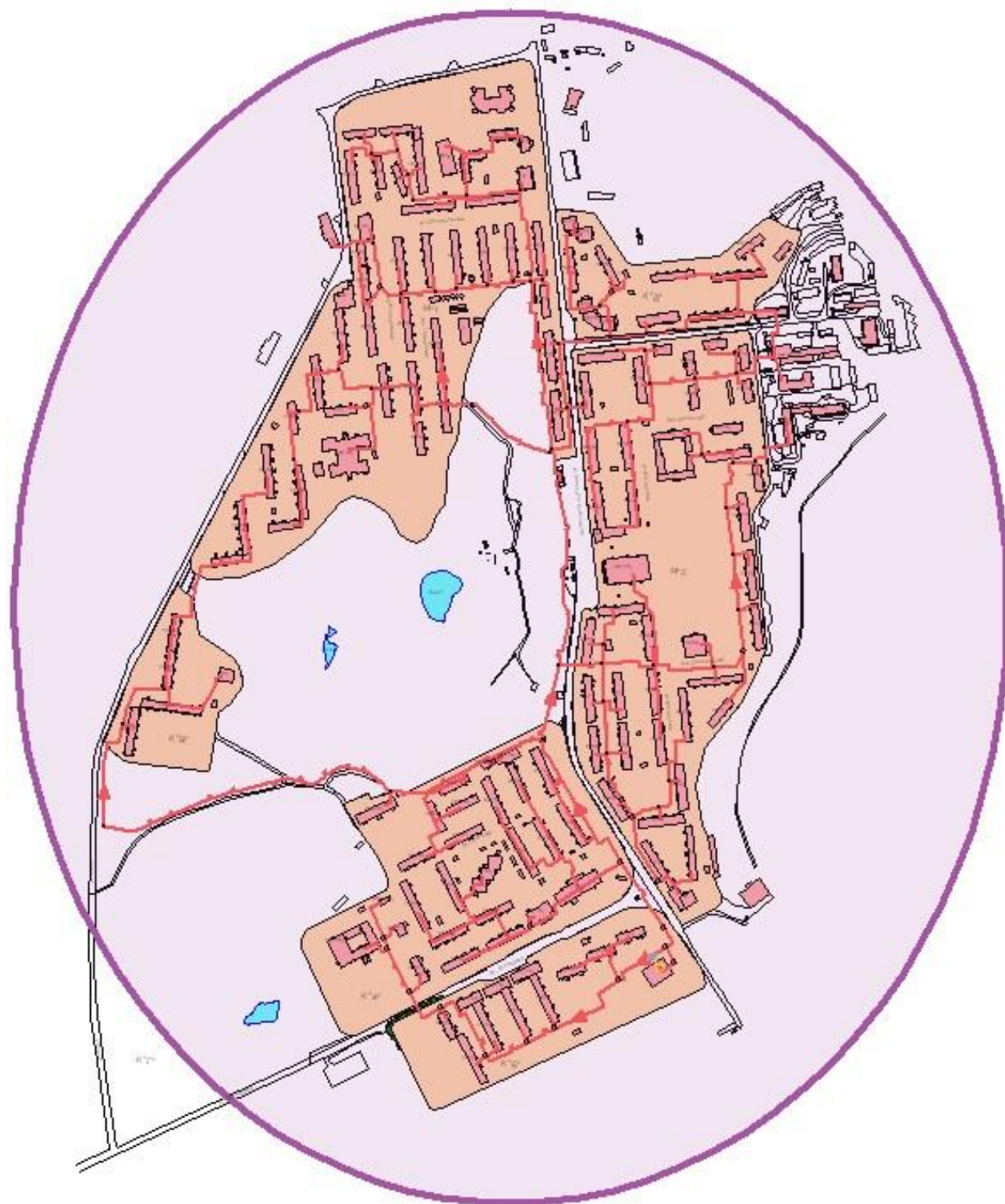


Рисунок 40. Радиус эффективного теплоснабжения

7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности

В связи с тем, что дефицита тепловой мощности на территории города Заозерск не выявлено, реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не предусматривается.

7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

В связи с тем, что новое строительство в городе Заозерск на расчетный срок до 2027 года не планируется, строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку не предусматривается.

7.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

В связи с тем, что на расчетный срок до 2027 года в качестве источника централизованного теплоснабжения принят единственный источник тепловой энергии, строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии, не предусматривается.

7.4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Строительство или реконструкция тепловых сетей за счет перевода котельных в пиковый режим не предусматривается, так как отсутствуют пиковые водогрейные котельные. Повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения обеспечивают мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с окончанием срока службы, а также восстановление изоляции, (снижение фактических и нормативных потерь тепловой энергии через изоляцию трубопроводов при передаче тепловой энергии).

7.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности не предполагается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с окончанием срока службы.

7.6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Гидравлический расчет тепловых сетей показал, что существующие тепловые сети имеют достаточную пропускную способность для передачи тепловой энергии до потребителей без нарушения требуемых параметров теплоносителя. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметров не предусматривается.

7.7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса предусматривается для всех тепловых сетей на территории города Заозерск.

Реконструкцию тепловых сетей предлагается выполнять без изменения типа прокладки. Предварительный теплогидравлический расчет показал, что увеличения

диаметра не требуется. При проведении проектных работ необходимо уточнить эти данные с учетом перспективного строительства и изменившихся внешних условий, связанными с возможным изменением законодательства РФ.

Перекладку планируется производить равномерно, начиная с 2014 до 2027 года.

7.8. Строительство и реконструкция насосных станций

В связи с устойчивым гидравлическим режимом работы тепловых сетей, а также в связи с тем, что подключенная нагрузка на рассматриваемый период увеличивается незначительно и пропускной способности трубопроводов достаточно для обеспечения надежного и качественного теплоснабжения, строительство и реконструкция насосных станций не предусматривается.

8. Перспективные топливные балансы

8.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа

На территории города Заозерск функционирует единственный источник централизованного теплоснабжения – котельная инв. №53. В настоящий момент в качестве основного топлива на котельной используется флотский мазут марки Ф-5.

В Главе 10 «Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» рассмотрены три варианта развития системы теплоснабжения города Заозерск. В первом варианте в качестве топлива предполагается использование топочного мазута марки М-100, во втором – твердого топлива (каменный уголь). В третьем варианте предполагается установка электродкотельных.

Расходы топлива для всех вариантов приведены в Главе 10. Первый вариант – техническое перевооружение существующей котельной с использованием в качестве основного топлива топочного мазута М-100, как наиболее предпочтительный с экономической точки зрения, в данной части рассмотрен более подробно.

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного режимов эксплуатации существующей котельной инв. №53 до 2015 года и для первого варианта развития системы теплоснабжения (проведение технического перевооружения существующей котельной) в 2016 году представлены в таблицах 28 и 29 соответственно.

Таблица 28. Максимальные часовые и годовые расходы основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов для Котельной инв. №53

Наименование показателя	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
Удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	204,08	204,08	204,08	-	-	-	-
Удельные расход натурального топлива	кг/Гкал	156,99	156,99	156,99	-	-	-	-
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	6 527,71	6 419,41	6 401,01	-	-	-	-
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	571,04	493,57	500,36	-	-	-	-
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	2 155,38	2 057,30	2 058,92	-	-	-	-
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	кг/час	5 021,31	4 938,01	4 923,86	-	-	-	-
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	кг/час	439,26	379,67	384,89	-	-	-	-
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	кг/час	1 657,98	1 582,54	1 583,78	-	-	-	-
Годовой расход условного топлива	кг у т	22 367 364,45	21 989 535,54	21 927 326,15	-	-	-	-
Годовой расход условного топлива	т у т	22 367,36	21 989,54	21 927,33	-	-	-	-
Годовой расход натурального топлива	кг	17 205 664,96	16 915 027,34	16 867 173,96	-	-	-	-
Годовой расход натурального топлива	т	17 205,66	16 915,03	16 867,17	-	-	-	-

Таблица 29. Максимальные часовые и годовые расходы основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов для котельной после проведения технического перевооружения

Наименование показателя	Разм-ть	Расчетный срок						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
Удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	-	-	-	158,73	158,73	158,73	158,73
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	-	-	-	115,86	115,86	115,86	115,86
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	-	-	-	4 627,76	4 605,99	4 364,81	4 321,27
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	-	-	-	309,50	308,05	254,30	251,76
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	-	-	-	1 440,65	1 433,87	1 324,31	1 311,10
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	кг/час	-	-	-	3 377,93	3 362,03	3 185,99	3 154,21
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	кг/час	-	-	-	225,91	224,85	185,62	183,77
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	кг/час	-	-	-	1051,57	1046,62	966,65	957,01
Годовой расход условного топлива	кг у т	-	-	-	15 847 680,25	15 773 120,69	14 943 485,81	14 794 403,96
Годовой расход условного топлива	т у т	-	-	-	15 847,68	15 773,12	14 943,49	14 794,40
Годовой расход натурального топлива	кг	-	-	-	11 567 649,82	11 513 226,78	10 907 653,88	10 798 835,00
Годовой расход натурального топлива	т	-	-	-	11 567,65	11 513,23	10 907,65	10 798,84

Изменение годового расхода условного топлива в виде гистограммы представлено на рисунке 41.

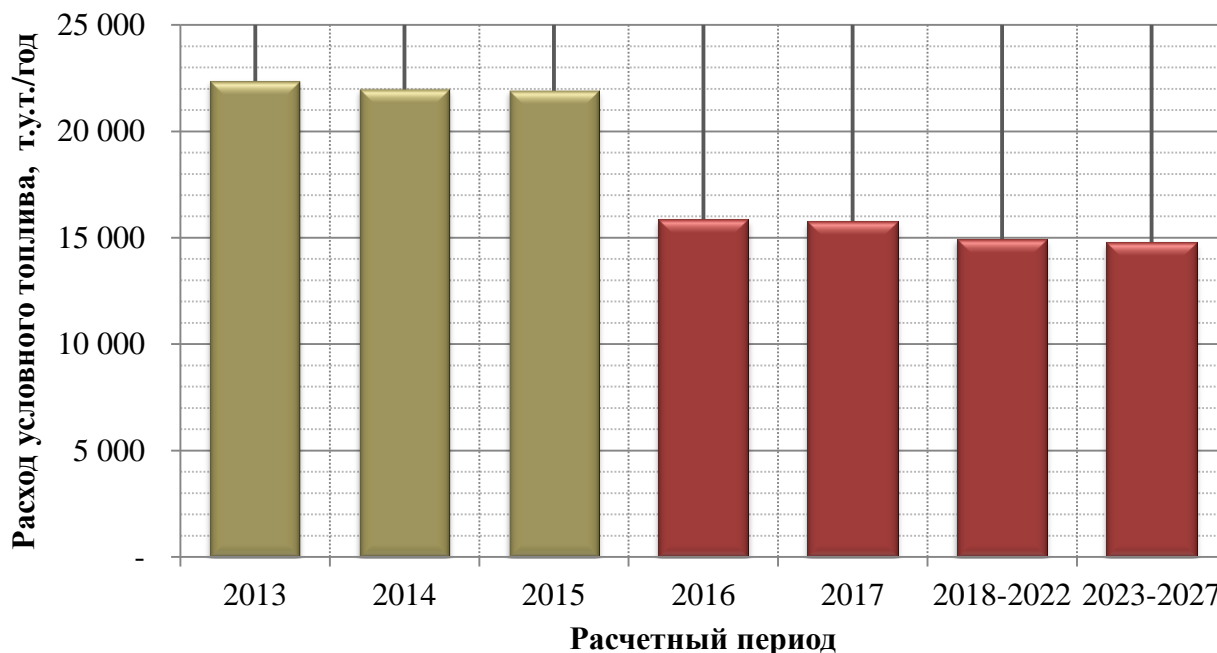


Рисунок 41. Годовой расход условного топлива для котельной инв.№53 (до 2015 года включительно) и новой котельной (с 2016 года)

На изменение расходов топлива на протяжении расчетного периода напрямую влияет изменение тепловых нагрузок потребителей. Изменение которых, в свою очередь, зависит от совокупности нескольких факторов: удельные расходы тепловой энергии на отопление и вентиляцию, удельные расходы тепловой энергии на горячее водоснабжение, величины и соотношение нагрузок отопления (вентиляции) и горячего водоснабжения.

Как видно из диаграммы, с 2016 года, в связи с вводом в эксплуатацию, наблюдается уменьшение годовых расходов топлива. Связано это, в основном с тем, что КПД оборудования, установленного на новой котельной, выше, чем оборудования, установленного на данный момент.

8.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Расчет нормативного запаса топлива на тепловых электростанциях регламентирован приказом Министерства энергетики Российской Федерации №66 от 04.09.2008 (с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России №377 от 10 августа 2012 года) "Об организации в Министерстве энергетики Российской

Федерации работы по утверждению нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях".

В приказе определены три вида нормативов запаса топлива:

- Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ);
- Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ);
- Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ).

Общий нормативный запас топлива определяется суммой неснижаемого нормативного запаса топлива и нормативного эксплуатационного запаса топлива.

ННЗТ создается на электростанциях организаций электроэнергетики для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

ННЗТ восстанавливается в утвержденном размере после прекращения действий по сохранению режима "выживания" электростанций организаций электроэнергетики, а для отопительных котельных - после ликвидации последствий непредвиденных обстоятельств.

ННЗТ определяется для котельных в размере, обеспечивающем поддержание плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

В расчете ННЗТ также учитываются следующие объекты:

- объекты социально значимых категорий потребителей - в размере максимальной тепловой нагрузки за вычетом тепловой нагрузки горячего водоснабжения;
- центральные тепловые пункты, насосные станции, собственные нужды источников тепловой энергии в осенне-зимний период.

Для котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу. НЭЗТ необходим для надежной и стабильной работы электростанций и обеспечивает плановую выработку электрической и (или) тепловой энергии.

Определение нормативных запасов топлива осуществляется на основании следующих данных:

- 1) данные о фактическом основном и резервном топливе, его характеристика и структура на 1 октября последнего отчетного года;
- 2) способы и время доставки топлива;
- 3) данные о вместимости складов для твердого топлива и объеме емкостей для жидкого топлива;
- 4) показатели среднесуточного расхода топлива в наиболее холодное расчетное время года предшествующих периодов;
- 5) технологическую схему и состав оборудования, обеспечивающие работу котельных в режиме "выживания";
- 6) перечень неотключаемых внешних потребителей тепловой энергии;
- 7) расчетную тепловую нагрузку внешних потребителей (не учитывается тепловая нагрузка котельных, которая по условиям тепловых сетей может быть временно передана на другие электростанции и котельные);
- 8) расчет минимально необходимой тепловой нагрузки для собственных нужд котельных;
- 9) обоснование принимаемых коэффициентов для определения нормативов запасов топлива на котельных;
- 10) размер ОНЗТ с разбивкой на ННЗТ и НЭЗТ, утвержденный на предшествующий планируемому год;
- 11) фактическое использование топлива из ОНЗТ с выделением НЭЗТ за последний отчетный год.

ННЗТ рассчитывается и обосновывается один раз в три года.

Расчет НЭЗТ производится ежегодно для каждой котельной, сжигающей или имеющей в качестве резервного твердое или жидкое топливо (уголь, мазут, торф, дизельное топливо).

При сохранении всех исходных условий для формирования ННЗТ на второй и третий год трехлетнего периода электростанция подтверждает объем ННЗТ, включаемый в ОНЗТ планируемого года, без представления расчетов. В течение трехлетнего периода ННЗТ подлежит корректировке в случаях изменения состава оборудования, структуры топлива, а также нагрузки неотключаемых потребителей электрической и тепловой энергии, не имеющих питания от других источников.

9. Оценка надежности теплоснабжения

Оценка надежности систем теплоснабжения выполнена согласно Методическим указаниям по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, разработанным в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734).

Методические указания содержат методики расчета показателей надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов. В них приведены практические рекомендации по классификации систем теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения надежности на: высоконадежные, надежные, малонадежные и ненадежные.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатели, характеризующие надежность электроснабжения источников тепла;
- показатели, характеризующие надежность водоснабжения источников тепла;
- показатели, характеризующие надежность топливоснабжения источников тепла;
- показатели, характеризующие соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатели, характеризующие уровень резервирования источников тепла и элементов тепловой сети;
- показатели, характеризующие уровень технического состояния тепловых сетей;
- показатели, характеризующие интенсивность отказов тепловых сетей;
- показатели, характеризующие аварийный недоотпуск тепла потребителям;

- показатели, характеризующие количество жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения используются показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии:

- Показатель надежности электроснабжения источников тепла ($K_{\text{э}}$), характеризующий наличием или отсутствием резервного электропитания;

- Показатель надежности водоснабжения источников тепла ($K_{\text{в}}$), характеризующий наличием или отсутствием резервного водоснабжения;

- Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ($K_{\text{т}}$), характеризующий наличием или отсутствием резервного топливоснабжения.

- Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ($K_{\text{б}}$).

- Показатель уровня резервирования ($K_{\text{р}}$) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризующий отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

- Показатель технического состояния тепловых сетей ($K_{\text{с}}$), характеризующий долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{\text{отк}}$), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года.

- Показатель относительного недоотпуска тепла ($K_{\text{нед}}$) в результате аварий и инцидентов.

- Показатель качества теплоснабжения ($K_{\text{ж}}$), характеризующий количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

- Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($K_{\text{над}}$).

- Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) $K_{\text{над}}^{\text{сист}}$.

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения 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.

Показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения города Заозерск приведены в таблице 30.

Общий показатель надежности системы теплоснабжения города Заозерск на расчетный срок составляет 0,84, что позволяет отнести ее к категории «надежные».

Таблица 30. Показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения

Показатель надежности	Величина
Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ)	1
Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв)	0,8
Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт)	1
Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб)	1
Показатель уровня резервирования (Кр)	1
Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс)	0,5
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (Котк)	0,8
Показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед)	0,8
Показатель качества теплоснабжения (Кж)	0,8
Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения (Кнад)	0,84

10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Глава «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» разработана в соответствии с требованиями п.48 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В данной главе отражены следующие вопросы:

- а) выполнена оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей г. Заозерска;
- б) приведены предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для развития системы теплоснабжения города;
- в) выполнены расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по развитию системы теплоснабжения г. Заозерска;
- г) проведены расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий развития системы теплоснабжения г. Заозерска .

10.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

В соответствии с главами 6, 7 обосновывающих материалов в качестве основных мероприятий по развитию системы теплоснабжения в г. Заозерске предусматриваются:

1. Строительство нового (техническое перевооружение существующего) источника теплоснабжения по вариантам:

1.1 Техническое перевооружение существующей котельной № 53, заключающееся в замене физически и морально устаревшего оборудования на современное, более эффективное;

1.2 Строительство новой котельной на угле на месте существующей котельной № 53;

1.3 Строительство новых электродкотельных с одновременным выводом из эксплуатации существующей котельной № 53;

2. Перекладка тепловых сетей;
3. Переход с открытой на закрытую систему теплоснабжения.

10.1.1. Оценка капитальных вложений в техническое перевооружение существующей котельной №53

Необходимость технического перевооружения существующей котельной № 53 обусловлена физическим и моральным износом ее оборудования. Паровые котлы ДКВР-10/13 №1, №2, №3, №4 и №6 и водогрейный котел КВГМ-20-150 № 3 были введены в эксплуатацию более 25 лет назад. В качестве топлива на существующей котельной используется флотский мазут марки ф-5.

Схемой теплоснабжения предусматривается замена устаревшего основного и вспомогательного оборудования котельной №53 на новое, более эффективное. В качестве основного оборудования к установке принимаются водогрейные котлы, использующие в качестве топлива мазут марки М-100. Установленная мощность модернизированной котельной составит 35 Гкал/ч.

Определение капиталовложений в техническое перевооружение котельной выполнено, руководствуясь предположением, что реконструкция здания и дымовых труб существующей котельной не требуется. Уточнение вопроса о необходимости включения данных работ в объем технического перевооружения осуществляется на стадии проектно-изыскательских работ на основании заключения об обследовании зданий и сооружений котельной.

Для определения капитальных затрат в техническое перевооружение использован метод определения стоимости работ по объектам-аналогам.

В качестве аналога использована смета по объекту «Техническое перевооружение мазутной котельной № 9 в г. Беломорске с заменой парового котла марки ДКВр-4-13 на водогрейный котел мощностью 8 МВт» (Заказ № 0106300001313000005 на www.zakupki.gov.ru; Республика Карелия, Беломорский муниципальный район, г. Беломорск).

Для перехода к ценам Мурманской области были применены базисные поправочные коэффициенты (индексы) к ФЕР-2001 по регионам Российской Федерации (без НДС) в соответствии с «Межрегиональным сборником коэффициентов пересчета сметной стоимости строительно-монтажных работ по

субъектам Российской Федерации от ФЕР-2001 к ТЕР-2001 без учета НДС. Выпуск 3», разработанным ФГУ «Федеральным центром ценообразования в строительстве и промышленности строительных материалов» по отчетным данным региональных органов ценообразования в строительстве с учетом дополнений и изменений, внесенных до 01.01.2009 г.

Затраты на демонтаж существующего котельного оборудования рассчитаны в соответствии с рекомендациями СНиП 4.06-91 «Общие положения по применению расценок на монтаж оборудования», утвержденными Постановлением Государственного строительного комитета СССР от 29 декабря 1990 года № 114 и введенными в действие с 01.01.1991 г.

Общий объем инвестиций, необходимых для реализации мероприятий по техническому перевооружению котельной №53, составит 52 709,41 тыс. руб. (в ценах 2013 г., без НДС).

10.1.2. Оценка капитальных вложений в строительство новой котельной на твердом топливе

Для определения объема необходимых инвестиций в строительство новой котельной, работающей на твердом топливе (каменном угле) применен метод объекта-аналога.

В качестве объекта-аналога принято «Строительство блочной модульной котельной на твердом топливе мощностью 10 МВт/ч «под ключ» (выполнение работ по проектированию, получению необходимых положительных заключений, строительству, присоединению к сетям, проведение пусконаладочных работ и запуск к эксплуатации блочной модульной котельной) в г. Петухово, Курганской области» (Заказ № 0143300021011000007 на www.zakupki.gov.ru).

Для перехода к ценам Мурманской области были применены базисные поправочные коэффициенты (индексы) к ФЕР-2001 по регионам Российской Федерации (без НДС) в соответствии с «Межрегиональным сборником коэффициентов пересчета сметной стоимости строительно-монтажных работ по субъектам Российской Федерации от ФЕР-2001 к ТЕР-2001 без учета НДС. Выпуск 3», разработанным ФГУ «Федеральным центром ценообразования в строительстве и промышленности строительных материалов» по отчетным данным региональных

органов ценообразования в строительстве с учетом дополнений и изменений, внесенных до 01.01.2009 г.

Затраты на демонтаж существующей котельной рассчитаны в соответствии с рекомендациями СНиП 4.06-91 «Общие положения по применению расценок на монтаж оборудования», утвержденными Постановлением Государственного строительного комитета СССР от 29 декабря 1990 года N 114 и введенными в действие с 01.01.1991 г.

Общий объем капитальных вложений, необходимых для строительства новой угольной котельной составит 129 729,20 тыс. руб. (в ценах 2013 г., без НДС).

10.1.3. Оценка капитальных вложений в строительство новых электрокотельных

Стоимость капитальных вложений в строительство новых электрокотельных с одновременным демонтажем существующей котельной №53 определена на основании анализа технико-коммерческих предложений заводов-изготовителей модульных электрокотельных.

Затраты на демонтаж существующей котельной рассчитаны в соответствии с рекомендациями СНиП 4.06-91 «Общие положения по применению расценок на монтаж оборудования», утвержденными Постановлением Государственного строительного комитета СССР от 29 декабря 1990 года N 114 и введенными в действие с 01.01.1991 г.

Общий объем капитальных затрат на строительство новых электрокотельных составит 46 601,09 тыс.руб. (в ценах 2013 г., без НДС).

10.1.4. Оценка капитальных вложений в перекладку тепловых сетей

Схемой теплоснабжения г. Заозерска предусматривается перекладка 13 045,2 м тепловых сетей.

Оценка объема капитальных вложений, необходимых для реализации мероприятий по перекладке тепловых сетей в г. Заозерске, выполнена с использованием укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-13-2012 «Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства регионального развития РФ № 643 от 30.12.2011.

НЦС рассчитаны в ценах на 1 января 2012 года для базового района (Московская область).

Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для строительства 1 км наружных тепловых сетей.

Стоимостные показатели в НЦС приведены на 1 км двухтрубной теплотрассы.

В показателях стоимости учтена вся номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для строительства тепловых сетей в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами.

Нормативы разработаны на основе ресурсно-технологических моделей, в основу которых положена проектно-сметная документация по объектам-представителям. Проектно-сметная документация объектов-представителей имеет положительное заключение государственной экспертизы и разработана в соответствии с действующими нормами проектирования.

Приведенные показатели предусматривают стоимость строительных материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин и механизмов, накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений и дополнительные затраты на производство работ в зимнее время, затраты, связанные с получением заказчиком и проектной организацией исходных данных, технических условий на проектирование и проведение необходимых согласований по проектным решениям, расходы на страхование строительных рисков, затраты на проектно-изыскательские работы и экспертизу проекта, содержание службы заказчика строительства и строительный контроль, резерв средств на непредвиденные расходы.

Стоимость материалов учитывает все расходы (отпускные цены, наценки снабженческо-сбытовых организаций расходы на тару, упаковку и реквизит, транспортные, погрузочно-разгрузочные работы и заготовительно-складские расходы), связанные с доставкой материалов, изделий, конструкций от баз (складов) организаций-подрядчиков или организаций-поставщиков до приобъектного склада строительства.

Оплата труда рабочих-строителей и рабочих, управляющих строительными машинами, включает в себя все виды выплат и вознаграждений, входящих в фонд оплаты труда.

Для приведения стоимости капитальных вложений к ценам 3 кв.2013 г. для региона Мурманской области использованы «Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пуско-наладочных работ» для внешних инженерных сетей теплоснабжения на 3 кв.2013 г. и 1 кв. 2012 г. в соответствии с письмами Минрегиона России №13478-СД/10 от 29.07.2013 и №4122-ИП/08 от 28.01.2012 г. соответственно.

Расчет капитальных вложений в мероприятия по перекладке тепловых сетей приведен в таблице 31.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по перекладке тепловых сетей в г.Заозерске составит 291 099,62 тыс.руб. (в ценах 2013 г., без НДС).

Таблица 31. Расчет капитальных вложений в перекладку тепловых сетей (без НДС, в ценах 2013 г.)

№ п/п	Диаметр трубопроводов, мм	Общая протяженность участков, км	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 01.01.2012 (для Московской обл.), тыс.руб.	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Московской области на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Мурманской области на 3 кв. 2013 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г.Заозерске Мурманской обл., в ценах 3 кв.2013 г., тыс.руб.
1	515	1,0461	43 158,83	45 148,45	5,50	6,09	49 991,65
2	408	0,7955	32 613,28	25 943,86	5,50	6,09	28 726,93
3	309	0,8143	24 379,83	19 852,50	5,50	6,09	21 982,13
4	259	2,5470	21 969,07	55 955,22	5,50	6,09	61 957,69
5	207	1,5430	18 970,46	29 271,42	5,50	6,09	32 411,44
6	150	1,5076	15 662,13	23 612,23	5,50	6,09	26 145,18
7	125	0,0772	14 424,48	1 113,57	5,50	6,09	1 233,03
8	100	4,0212	13 174,58	52 977,62	5,50	6,09	58 660,67
9	80 и менее	0,6933	13 014,54	9 022,98	5,50	6,09	9 990,90
10	Итого:	13,0452		262 897,8517			291 099,6212

10.1.5. Оценка капитальных вложений в мероприятия по переходу от открытой к закрытой системе теплоснабжения

В качестве основного мероприятия по переходу от открытой к закрытой системе теплоснабжения является строительство индивидуальных тепловых пунктов (ИТП).

В соответствии со схемой теплоснабжения в г.Заозерске планируется построить 95 ИТП.

В настоящее время на рынке теплотехнического оборудования имеется широкий выбор как импортного, так и отечественного оборудования для ИТП. Данное оборудование отличается стоимостью, показателями эффективности и надежности работы.

Средняя стоимость оборудования для ИТП, определенная по результатам анализа предложений различных поставщиков, составляет около 5 млн. руб. (по состоянию на 3 кв. 2013 г.).

Кроме стоимости оборудования тепловых пунктов необходимо учесть стоимость проектно-сметной документации, строительно-монтажных и наладочных работ. В таблице 32 приведена примерная структура капитальных затрат по строительству ИТП.

Таблица 32. Структура капитальных затрат по ИТП

№ п/п	Статья затрат	Доля в общих капиталовложениях, %
1	Оборудование	55
2	Строительно-монтажные и наладочные работы	40
3	Прочие (в том числе проектирование)	5
4	Итого:	100

Расчет капитальных затрат на строительство ИТП в г. Заозерск приведен в таблице 33.

Таблица 33. Расчет капитальных затрат в строительство ИТП (без НДС, в ценах 2013 г.)

№ п/п	Статья затрат	Доля затрат в общих капиталовложениях, %	Сумма вложений в строительство 1 ИТП, тыс.руб.	Количество ИТП, шт	Сумма общих капитальных затрат, тыс.руб.
1	Оборудование	55,0	4 500,0	95	427 500,00
2	Строительно-монтажные и наладочные работы	40,0	3 272,7	95	310 909,09
3	Прочие (в том числе проектирование)	5,0	409,1	95	38 863,64
4	Итого:	100,0	8 181,8	95	777 272,73

Общий объем финансовых потребностей для осуществления мероприятий по развитию системы теплоснабжения г. Заозерска Мурманской области, полученный по результатам расчетов, представлен в таблице 34.

Таблица 34. Общий объем финансовых вложений, необходимых в реализацию мероприятий по схеме теплоснабжения г. Заозерска (без НДС, в ценах 2013 г.)

№ п/п	Мероприятие по схеме теплоснабжения	Ед.изм.	Варианты мероприятий по источнику теплоснабжения		
			Техническое перевооружение котельной № 53 на мазуте	Строительство новой котельной на угле	Строительство новых электрокотельных
1	Строительство, реконструкция, техническое перевооружение источника теплоснабжения	тыс.руб.	52 709,41	129 729,20	46 601,09
2	Перекладка тепловых сетей	тыс.руб.	291 099,62	291 099,62	291 099,62
3	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения	тыс.руб.	777 272,73	777 272,73	777 272,73
4	Итого по вариантам:	тыс.руб.	1 121 081,76	1 198 101,55	1 114 973,44

10.1.6.Распределение капиталовложений по годам в течение всего периода реализации мероприятий по развитию схемы теплоснабжения г. Заозерска

В соответствии со схемой теплоснабжения реализация мероприятий по развитию системы теплоснабжения г. Заозерска предполагается по следующему календарному плану-графику:

1. Строительство, (техническое перевооружение) источника теплоснабжения: 2014 – 2015 годы (2014 год – проектно-изыскательские работы, заключение договоров на поставку оборудования; 2015 год – строительно-монтажные и пуско-наладочные работы);
2. Перекладка тепловых сетей: равномерное распределение объемов работ на период с 2014 по 2027 годы включительно;
3. Перевод системы теплоснабжения с открытой на закрытую: равномерное распределение объемов работ с 2014 по 2021 годы включительно.

Объем необходимых финансовых вложений по годам реализации проекта в ценах соответствующих лет определен путем применения индексов-дефляторов инвестиций в соответствии с Приложением №8 «Макроэкономические показатели прогноза (вариант 1)» к «Прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года», разработанным Минэкономразвития РФ.

График финансирования мероприятий по развитию системы теплоснабжения в ценах 2013 года, а также в ценах соответствующих лет для трех вариантов приведен в таблицах 35-40.

Таблица 35. График финансирования для варианта 1 (начало таблицы: 2013-2020 годы)

№ п/п	Мероприятие по схеме теплоснабжения	Ед.изм.	Объемы финансовых вложений по годам реализации проектов							
			2013 (базо- вый)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Техническое перевооружение котельной №53 (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	19 781,34	32 928,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Перекладка тепловых сетей (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83
3	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09
4	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	137 733,26	150 880,00	117 951,92	117 951,92	117 951,92	117 951,92	117 951,92
5	Индекс-дефлятор инвестиций		1	1,07	1,065	1,06	1,061	1,061	1,054	1,037
6	Техническое перевооружение котельной №53 (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	21 166,03	37 523,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Перекладка тепловых сетей (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	22 248,33	23 694,47	25 116,14	26 648,22	28 273,76	29 800,55	30 903,17
8	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	103 960,23	110 717,64	117 360,70	124 519,70	132 115,41	139 249,64	144 401,87
9	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	тыс.руб.	0,00	147 374,59	171 935,30	142 476,84	151 167,93	160 389,17	169 050,18	175 305,04

Таблица 36. График финансирования для варианта 1 (продолжение таблицы: 2021-2027 годы)

№ п/п	Мероприятие по схеме теплоснабжения	Ед.изм.	Объемы финансовых вложений по годам реализации проектов							
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Итого за весь период планирования
1	Техническое перевооружение котельной №53 (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52 709,41
2	Перекладка тепловых сетей (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	291 099,62
3	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	97 159,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	777 272,73
4	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	117 951,92	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	1 121 081,76
5	Индекс-дефлятор инвестиций		1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,018	1,018	1,86
6	Техническое перевооружение котельной №53 (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58 689,22
7	Перекладка тепловых сетей (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	32 077,49	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94	436 233,10
8	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	149 889,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 022 214,33
9	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	тыс.руб.	181 966,63	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94	1 517 136,65

Таблица 37. График финансирования для варианта 2 (начало таблицы: 2013-2020 годы)

№ п/п	Мероприятие по схеме теплоснабжения	Ед.изм.	Объемы финансовых вложений по годам реализации проектов							
			2013 (базовый)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Строительство новой котельной на угле (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	44 315,16	85 414,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Перекладка тепловых сетей (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83
3	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09
4	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	162 267,08	203 365,96	117 951,92	117 951,92	117 951,92	117 951,92	117 951,92
5	Индекс-дефлятор инвестиций		1	1,07	1,065	1,06	1,061	1,061	1,054	1,037
6	Строительство новой котельной на угле (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	47 417,22	97 333,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Перекладка тепловых сетей (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	22 248,33	23 694,47	25 116,14	26 648,22	28 273,76	29 800,55	30 903,17
8	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	103 960,23	110 717,64	117 360,70	124 519,70	132 115,41	139 249,64	144 401,87
9	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	тыс.руб.	0,00	173 625,78	231 745,68	142 476,84	151 167,93	160 389,17	169 050,18	175 305,04

Таблица 38. График финансирования для варианта 2 (продолжение таблицы: 2021-2027 годы)

№ п/п	Мероприятие по схеме теплоснабжения	Ед.изм.	Объемы финансовых вложений по годам реализации проектов							
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Итого за весь период планирования
1	Строительство новой котельной на угле (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	129 729,20
2	Перекладка тепловых сетей (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	291 099,62
3	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	97 159,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	777 272,73
4	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	117 951,92	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	1 198 101,55
5	Индекс-дефлятор инвестиций		1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,018	1,018	1,86
6	Строительство новой котельной на угле (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	144 750,79
7	Перекладка тепловых сетей (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	32 077,49	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94	436 233,10
8	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	149 889,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 022 214,33
9	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	тыс.руб.	181 966,63	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94	1 603 198,22

Таблица 39. График финансирования для варианта 3 (начало таблицы: 2013-2020 годы)

№ п/п	Мероприятие по схеме теплоснабжения	Ед.изм.	Объемы финансовых вложений по годам реализации проектов							
			2013 (базовый)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Строительство новых электростанций (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	15 697,50	30 903,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Перекладка тепловых сетей (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83
3	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09	97 159,09
4	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	133 649,42	148 855,51	117 951,92	117 951,92	117 951,92	117 951,92	117 951,92
5	Индекс-дефлятор инвестиций		1	1,07	1,065	1,06	1,061	1,061	1,054	1,037
6	Строительство новых электростанций (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	16 796,33	35 216,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Перекладка тепловых сетей (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	22 248,33	23 694,47	25 116,14	26 648,22	28 273,76	29 800,55	30 903,17
8	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	103 960,23	110 717,64	117 360,70	124 519,70	132 115,41	139 249,64	144 401,87
9	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	тыс.руб.	0,00	143 004,88	169 628,30	142 476,84	151 167,93	160 389,17	169 050,18	175 305,04

Таблица 40. График финансирования для варианта 3 (продолжение таблицы: 2021-2027 годы)

№ п/п	Мероприятие по схеме теплоснабжения	Ед.изм.	Объемы финансовых вложений по годам реализации проектов							
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Итого за весь период планирования
1	Строительство новых электростанций (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	46 601,09
2	Перекачка тепловых сетей (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	291 099,62
3	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	97 159,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	777 272,73
4	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов (в ценах 2013 г.)	тыс.руб.	117 951,92	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	20 792,83	1 114 973,44
5	Индекс-дефлятор инвестиций		1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,018	1,018	1,86
6	Строительство новых электростанций (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52 012,51
7	Перекачка тепловых сетей (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	32 077,49	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94	436 233,10
8	Переход с открытой на закрытую схему горячего водоснабжения (в ценах соответствующих лет)	тыс.руб.	149 889,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 022 214,33
9	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	тыс.руб.	181 966,63	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94	1 510 459,95

10.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей может осуществляться из двух основных источников: бюджетных и внебюджетных.

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из федерального бюджета РФ, бюджетов субъектов РФ и местных бюджетов в соответствии с бюджетным кодексом РФ.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых организаций, состоящих из нераспределенной прибыли и амортизационного фонда, а также заемных средств теплоснабжающих и теплосетевых организаций путем привлечения банковских кредитов.

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации инвестиционных проектов по развитию системы теплоснабжения.

Постановлением Правительства Мурманской области №183-ПП от 12 апреля 2011 г. утверждена долгосрочная целевая программа «Комплексное развитие систем коммунальной инфраструктуры Мурманской области на 2011 – 2015 годы».

Цель программы - модернизация систем коммунальной инфраструктуры, к которой относятся электроснабжение, водоснабжение, водоотведение, теплоснабжение. Общий прогнозный объем финансирования всей программы - более 39 млрд. рублей, в том числе предусмотрены средства федерального бюджета в объеме 381 млн. рублей, средства областного бюджета 2 млрд. 997 млн. рублей, средства местного бюджета - более 94 млн. рублей и внебюджетные источники - более 35,5 млрд. рублей. Заказчиками ДЦП являются Минэнерго и ЖКХ, Министерство строительства и территориального развития и Министерство экономического развития Мурманской области. Таким образом, долевое соотношение объемов финансирования программы от различных источников следующее:

- Федеральный бюджет - 1 %;
- Областной бюджет – 8 %;
- Местный бюджет – 0,2 %

- Внебюджетные источники – 91 %.

Постановлением Правительства Мурманской области от 30 октября 2009 г. N 510-ПП утверждена «Стратегия развития энергосбережения в Мурманской области».

Согласно Стратегии первоочередными задачами на уровне региона в сфере генерации тепловой и электрической энергии должны стать:

- достижение нормативных эксплуатационных характеристик на существующих энергоисточниках за счет их модернизации и реконструкции;
- обеспечение существующей потребности в электрической и тепловой энергии на базе оптимизации загрузки энергетических мощностей;
- вывод из эксплуатации неэффективных источников энергии;
- обеспечение соответствия новых источников энергии современным требованиям энергоэффективности.

Во исполнение «Стратегии развития энергосбережения в Мурманской области» Постановлением Правительства Мурманской области утверждена «Долгосрочная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Мурманской области на 2010-2015 годы» (с изменениями, утвержденными Постановлением от 16 марта 2012 г. N 92-ПП).

В данной программе заложены следующие объемы и источники финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности в Мурманской области до 2015 года:

Источники финансирования	Объемы финансирования по годам, тыс.руб.						Всего, тыс.руб.	Всего, %
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
По источникам финансирования:								
Федеральный бюджет	0	196 503,1	0	0	0	0	196 503,1	4,2
Областной бюджет	0	324 510,2	47 038	38 800	23 500	23 600	457 448,2	9,7
Внебюджетные источники	0	257 658	1 188 273	1 003 421	985 948	611 396	4 046 696	86,1
ИТОГО	0	778 671,3	1 235 311	1 042 221	1 009 448	634 996	4 700 647,3	100

По результатам анализа основных источников финансирования мероприятий в сфере энергоснабжения в Мурманской области в качестве основных источников финансирования инвестиций в развитие системы теплоснабжения г. Заозерска рассмотрены следующие варианты:

1. Внебюджетные источники (собственные средства теплоснабжающей и теплосетевой организации, формирующиеся за счет амортизационных фондов, нераспределенной прибыли, инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию);
2. Областной бюджет.

Расходы на капитальные вложения (инвестиции) в расчетный период регулирования определяются на основе утвержденных в установленном порядке инвестиционных программ регулируемой организации.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с учетом инвестиционных программ регулируемых организаций, утвержденных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Под инвестиционной программой понимается программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения.

Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов РФ по согласованию с органами местного самоуправления.

В инвестиционную программу подлежат включению инвестиционные проекты, целесообразность реализации которых обоснована в схеме теплоснабжения.

Тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения.

10.3. Расчет эффективности инвестиций

10.3.1. Методика оценки эффективности инвестиций

Оценка эффективности инвестиций в развитие схемы теплоснабжения ЗАТО Заозерск выполнена в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденными Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике №ВК 477 от 21.06.1999 г., а также с использованием «Рекомендаций по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», разработанных НП «АВОК» в 2005 г.

В соответствии с главами 6, 7 обосновывающих материалов в качестве основных мероприятий по развитию системы теплоснабжения в г. Заозерске предусматриваются:

1. Строительство нового (техническое перевооружение существующего) источника теплоснабжения по вариантам:
 - 1.1 Техническое перевооружение существующей котельной № 53, заключающееся в замене физически и морально устаревшего оборудования на современное, более эффективное;
 - 1.2 Строительство новой котельной на угле на месте существующей котельной № 53;
 - 1.3 Строительство новых электрокотельных с одновременным выводом из эксплуатации существующей котельной № 53;
2. Перекладка тепловых сетей;
3. Перевод с открытой схемы на закрытую схему горячего водоснабжения.

Необходимость перекладки тепловых сетей обусловлена их значительным физическим износом (практически все тепловые сети эксплуатируются с 1964 года, то есть более 30 лет).

Прокладка новых тепловых сетей позволит обеспечить:

- снижение тепловых потерь в сетях;
- повышение надежности теплоснабжения;
- повышение качества теплоснабжения за счет снижения падения температуры теплоносителя при транспортировке от котельной до вводов потребителей.

В соответствии с п. 9 статьи 29 Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (часть 9 введена Федеральным законом от 07.12.2011 N 417-ФЗ).

Мероприятия по переходу от открытой системе горячего водоснабжения к закрытой будут осуществляться постепенно в период с 2014 по 2021 годы включительно.

Переход на закрытую схему горячего водоснабжения позволит обеспечить:

- снижение расхода тепла 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 котельных;

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

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

- снижение аварийности систем теплоснабжения.

В конечном результате, после отказа от открытой по ГВС схемы теплоснабжения и перехода на закрытую схему появится возможность использовать сэкономленную тепловую мощность для теплоснабжения вновь подключаемых потребителей.

Необходимость строительства нового источника теплоснабжения (технического перевооружения существующего) обусловлена физическим и моральным износом оборудования существующей котельной № 53. Паровые котлы ДКВР-10/13 №1, №2, №3, №4 и №6 и водогрейный котел КВГМ-20-150 № 3 были введены в эксплуатацию более 25 лет назад.

Начало строительство нового источника теплоснабжения (технического перевооружения существующего) планируется в 2015 году, ввод в эксплуатацию - в

2016 году, с одновременным выводом из эксплуатации существующей котельной № 53.

Для анализа эффективности инвестиционных проектов по развитию системы теплоснабжения в г. Заозерске и выбора оптимального из них использованы следующие критерии:

- Чистая текущая стоимость проекта (NPV), величина которой определяется как дисконтированная разница между всеми годовыми притоками и оттоками реальных денег, накопленными в течение жизни проекта и приведенными к моменту начала осуществления проекта;
- Внутренняя норма доходности (IRR) — величина ставки сравнения (дисконта), при которой чистый дисконтный доход (NPV) не создаётся;
- Простой срок окупаемости — минимальный временной интервал от начала строительства до момента полной окупаемости капитальных затрат;
- Дисконтированный срок окупаемости — минимальный временной интервал от начала строительства до момента полной окупаемости капитальных затрат, рассчитанный с учетом дисконтирования.

10.3.2.1.3.2 Экономическое окружение проекта

В соответствии с Техническим заданием схема теплоснабжения муниципального образования ЗАТО города Заозерска Мурманской области разработана на период до 2027 года. Таким образом, экономические расчеты проведены на срок 15 лет, начиная с базового 2013 года. Шаг расчета принят равным 1 календарному году.

Для приведения финансовых параметров проекта к ценам соответствующих лет применены индексы изменения цен, установленные в следующих документах:

1. «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года», разработанный Министерством экономического развития РФ в 2013 году (далее «Прогноз...»);
2. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г., разработанные ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году (далее «Сценарные условия...»).

Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года базируется на сценарных условиях прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года с учетом параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014 и 2015 годов, а также подготовленных на их основе прогнозных материалах федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

В «Прогнозе...» рассмотрены три варианта сценария социально-экономического развития в долгосрочной перспективе – консервативный, инновационный и целевой (форсированный).

Консервативный сценарий (вариант 1) характеризуется умеренными долгосрочными темпами роста экономики на основе активной модернизации топливно-энергетического и сырьевого секторов российской экономики при сохранении относительного отставания в гражданских высоко- и среднетехнологичных секторах.

Инновационный сценарий (вариант 2) характеризуется усилением инвестиционной направленности экономического роста. Сценарий опирается на создание современной транспортной инфраструктуры и конкурентоспособного сектора высокотехнологичных производств и экономики знаний наряду с модернизацией энерго-сырьевого комплекса.

Целевой (форсированный) сценарий (вариант 3) разработан на базе инновационного сценария, при этом он характеризуется форсированными темпами роста, повышенной нормой накопления частного бизнеса, созданием масштабного несырьевого экспортного сектора и значительным притоком иностранного капитала.

Для оценки эффективности инвестиций в развитие системы теплоснабжения города Заозерска в расчеты заложены индексы роста цен по консервативному сценарию (наихудший вариант).

«Сценарные условия...» отражают основные целевые ориентиры и параметры развития электроэнергетики до 2030 года, сформированные на основе Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года.

Индексы изменения цен, принятые в расчетах, приведены в таблице 42.

Ставка рефинансирования принята 8,25% в соответствии с Указанием Банка России от 13.09.2012 № 2873-У "О размере ставки рефинансирования Банка России".

Налоговое окружение проекта приведено в таблице 41.

Таблица 41. Налоговое окружение проекта

Наименование налога	Ставка налога, %	Период уплаты, дней
Налог на добавленную стоимость (НДС)	18,0	90
Налог на прибыль	20,0	360
Налог на имущество	2,2	360
Страховые взносы с ФОТ	30,0	360

Ставка дисконтирования принята в расчетах 10 %.

Таблица 42. Индексы изменения цен

№ п/п	Показатели	Значения индексов изменения цен по годам															Суммарный индекс за весь период планирования	Источник информации
		2013 (база)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	Индекс изменения потребительских цен (инфляция)	1	1,054	1,049	1,053	1,053	1,051	1,049	1,043	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,027	1,027	1,800	Приложение №8 «Макроэкономические показатели прогноза (вариант 1)» к «Прогнозу долгосрочного социально- экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года»
2	Индекс- дефлятор инвестиций	1	1,07	1,065	1,060	1,061	1,061	1,054	1,037	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,018	1,018	1,855	
3	Индекс изменения заработной платы	1	1,036	1,049	1,058	1,054	1,054	1,036	1,033	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,031	1,031	1,734	
4	Индекс роста цен на тепловую энергию	1	1,12	1,13	1,10	1,06	1,07	1,08	1,07	1,06	1,09	1,06	1,05	1,03	1,03	1,03	2,539	Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г.
5	Индекс роста цен на электроэнергию	1	1,120	1,120	1,070	1,060	1,080	1,070	1,070	1,050	1,050	1,050	1,040	1,030	1,045	1,045	2,382	
6	Индекс роста цен на мазут	1	1,055	1,049	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,031	1,031	1,031	1,031	1,031	1,031	1,031	1,620	
7	Индекс роста цен на уголь	1	1,059	1,055	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028		

10.3.3. Текущие затраты, относимые на себестоимость

10.3.3.1. Текущие затраты существующей котельной №53

Структура текущих затрат существующей котельной № 53 разработана в соответствии с отчетом ОАО «РЭУ» «Мурманский» «Об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности), которые были учтены при установлении тарифа» (далее «отчет ОАО «РЭУ» «Мурманский») за 2011-2012-2013 годы (п. 14 Стандартов раскрытия информации).

Текущие затраты существующей котельной №53 включают в себя следующие элементы:

1. Расходы на топливо;
2. Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе;
3. Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;
4. Расходы на оплату труда;
5. Отчисления на социальные нужды;
6. Расходы на ремонт основных производственных средств;
7. Прочие расходы.

Схемой теплоснабжения предусматривается, что существующая котельная №53 будет работать до 2015 года включительно, затем планируется проведение мероприятий по ее техническому перевооружению либо демонтаж со строительством нового источника теплоснабжения. Поэтому все текущие затраты на выработку и передачу тепловой энергии от существующей котельной рассчитаны с 2013 до 2015 годы.

Затраты на топливо существующей котельной

В качестве топлива на существующей котельной № 53 используется флотский мазут марки Ф-5.

Расчет расходов топлива, потребляемого существующей котельной, приведен в главе 8 обосновывающих материалов «Перспективные топливные балансы».

Цена флотского мазута марки Ф-5 по состоянию на 2013 год принята в соответствии с отчетом ОАО «РЭУ» «Мурманский» за 2013 год и составляет 17,897 тыс.руб./т (без НДС, с учетом транспортировки).

Индексы роста цен на мазут в период с 2013 по 2015 годы приняты в соответствии со «Сценарными условиями развития электроэнергетики на период до 2030 г.», разработанными ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году.

В таблице 43 приведен расчет текущих затрат на топливо для существующей котельной №53 в период с 2013 по 2015 годы.

Таблица 43. Расчет текущих затрат на топливо для существующей котельной №53 (2013-2015 годы) в ценах соответствующих лет, без НДС

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная №53 в г. Заозерск (мазут марки Ф-5)			Итого за весь период планирования
			2013 (базовый)	2014	2015	
1	Годовой расход мазута	т/год	17 205,66	16 915,03	16 867,17	50 987,87
2	Цена мазута с учетом инфляции	тыс.руб./т	17,897	18,881	19,807	
3	Индекс роста цен на мазут (в соответствии со Сценарными условиями развития электроэнергетики на период до 2030 года)		1	1,055	1,049	1,107
4	Текущие затраты на мазут марки Ф-5	тыс.руб./год	307 929,79	319 378,30	334 080,03	961 388,11

Затраты на покупную электроэнергию существующей котельной

В соответствии с отчетом ОАО «РЭУ» «Мурманский» удельный расход электроэнергии, потребляемой технологическим оборудованием, на единицу тепловой энергии, отпускаемой в сеть, составляет 34,6 кВт*ч/Гкал; тариф на покупную электроэнергию по состоянию на 2013 год составляет 3,215 руб/кВт (без НДС).

Индексы роста цен на электроэнергию в период с 2013 по 2027 год приняты в соответствии с таблицей 1.3.1.2 «Сценарных условий развития электроэнергетики на период до 2030 г.», разработанных ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году.

Расчет текущих затрат на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием котельной №53, используемым в технологическом процессе, приведен в таблице 44.

Таблица 44. Расчета текущих затрат на покупку электроэнергии, используемой в технологическом процессе (в ценах соответствующих лет, без НДС)

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная №53 в г. Заозерск			Итого за весь период плани- рования
			2013	2014	2015	
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	109,60	107,75	107,44	324,79
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	9,27	9,13	9,15	27,55
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	100,33	98,62	98,30	297,24
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	15,23	14,76	14,29	44,28
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	85,10	83,86	84,01	252,96
6	Удельный расход электроэнергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	34,6	34,6	34,6	
7	Объем электроэнергии, потребляемой технологическим оборудованием	МВт*ч/год	3 471,51	3 412,13	3 401,03	10 284,67
8	Цена электроэнергии с учетом индекса роста цен	руб/кВт*ч	3,22	3,60	4,03	
9	Индекс роста цены на электроэнергию		1,000	1,120	1,120	1,254
10	Текущие затраты на покупку электроэнергии на технологические цели	тыс.руб./год	11 160,91	12 286,41	13 715,99	37 163,31

Затраты на холодную воду существующей котельной

В соответствии с отчетом ОАО «РЭУ» «Мурманский» среднегодовой удельный расход холодной воды, используемой в технологическом процессе, составляет 0,62 м³ на 1 Гкал тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть.

Тариф на холодную воду принят в соответствии с Постановлением № 52/6 от 28.11.2012 Управления по тарифному регулированию Мурманской области для ЗАТО г. Заозерск и составляет с 01.07.2013 г. 18,45 руб/м³ (без НДС).

Индексирование цены на воду в течение периода планирования до 2027 года произведено путем применения индекса роста потребительских цен (инфляции), принятого в соответствии с Приложением № 8 «Макроэкономические показатели прогноза (вариант 1)» к «Прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» Минэкономразвития РФ.

Расчет текущих затрат на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе на котельной №53, приведен в таблице 45.

Таблица 45. Текущие затраты на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе котельной №53 (в ценах соответствующих лет, без НДС)

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная №53 в г. Заозерск			Итого за весь период планирования
			2013 (базовый)	2014	2015	
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	109,60	107,75	107,44	324,79
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	9,27	9,13	9,15	27,55
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	100,33	98,62	98,30	297,24
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	15,23	14,76	14,29	44,28
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	85,10	83,86	84,01	252,96
6	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	0,62	0,62	0,62	
7	Расход холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.м ³ /год	62,21	61,14	60,94	184,29
8	Тариф на холодную воду с учетом индекса роста цен	руб/м ³	18,45	18,64	18,84	
9	Индекс изменения потребительских цен		1,000	1,054	1,049	1,11

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная №53 в г. Заозерск			Итого за весь период планирования
			2013 (базовый)	2014	2015	
10	Текущие затраты на покупку воды на технологические цели	тыс.руб./год	1 147,71	1 139,96	1 148,17	3 435,84

Затраты на оплату труда персонала существующей котельной

Среднесписочная численность персонала котельной рассчитана с использованием штатного коэффициента, рекомендованного к применению учебным пособием Ю.Л. Гусева «Основы проектирования котельных установок», а также на основании данных объектов-аналогов.

Для котельной № 53 установленной мощностью 142 Гкал/ч штатный коэффициент принят равным 0,22 чел/Гкал/ч.

Таким образом, среднесписочная численность персонала котельной № 53 составляет 31 человек.

Среднегодовая заработная плата персонала котельной №53 принята в соответствии с данными отчета ОАО «РЭУ» «Мурманский».

Темпы роста заработной платы в течение периода планирования (до 2015 года) приняты в соответствии с Приложением № 8 «Макроэкономические показатели прогноза (вариант 1)» к «Прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» Минэкономразвития РФ.

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 г. № 212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» в 2013 году применяются тарифы страховых взносов, в пределах установленной предельной величины базы для начисления страховых взносов, приведенные в таблице 46.

Таблица 46. Ставки страховых взносов в 2013 году

№ п/п	Наименование фонда	Величина ставки, %
1	Пенсионный фонд РФ	22,0
2	Фонд социального страхования	2,9
3	Федеральный фонд обязательного медицинского страхования	5,1
4	Итого:	30,0

В расчетах принято, что на весь период планирования – с 2013 по 2015 год величина суммарной ставки страховых взносов останется неизменной.

Расчеты текущих затрат на оплату труда персонала котельной №53, включая страховые взносы с ФОТ, приведены в таблице 47.

Таблица 47. Текущие затраты на оплату труда персонала котельной № 53

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная №53 в г. Заозерск			Итого за весь период планирования
			2013	2014	2015	
1	Установленная мощность котельной	Гкал/ч	142,00	142,00	142,00	
2	Штатный коэффициент	чел/Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	
3	Среднесписочная численность персонала котельной	чел	31	31	31	
4	Среднегодовая заработная плата персонала	тыс.руб./чел.	300,00	310,80	326,03	
5	Индекс изменения заработной платы			1,036	1,049	1,087
6	Текущие затраты на оплату труда персонала	тыс.руб./год	9 300,00	9 634,80	10 106,91	29 041,71
7	Ставка страховых взносов с ФОТ на социальные нужды	%	30,00	30,00	30,00	
8	Отчисления на социальные нужды персонала	тыс.руб./год	2790,00	2890,44	3032,07	8 712,51

В соответствии с данными отчетов ОАО «РЭУ» «Мурманский» за 2011-2013 годы среднегодовые затраты на ремонт основных производственных средств составляют около 4 % от затрат на топливо.

Прочие затраты

В состав прочих расходов включаются:

а) расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями;

б) расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам, заключенным со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной

охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг;

в) плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов;

г) арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи;

д) расходы на служебные командировки;

е) расходы на обучение персонала;

ж) расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль;

з) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции.

В расчетах принято, что прочие расходы составляют порядка 10% от расходов на ремонт основных средств существующей котельной.

Сводная калькуляция текущих затрат существующей котельной с 2013 по 2015 годы представлена в таблице 48.

Таблица 48. Текущие затраты существующей котельной с 2013 по 2015 годы (без НДС, в ценах соответствующих лет

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Существующая котельная		
			2013	2014	2015
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	142	142	142
2	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал	100,33	98,62	98,30
3	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал	15,23	14,76	14,29
4	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	85,10	83,86	84,01
5	Текущие затраты (в ценах 2013 года), в том числе:	тыс.руб.	345 877,31	359 382,56	376 782,69
5.1	Расходы на топливо	тыс.руб.	307 929,79	319 378,30	334 080,03
5.2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	11 160,91	12 286,41	13 715,99
5.3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	1 147,71	1 139,96	1 148,17
5.4	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	9 300,00	9 634,80	10 106,91
5.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2790,00	2890,44	3032,07
5.6	Расходы на амортизацию основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Существующая котельная		
			2013	2014	2015
5.7	Ремонт основных средств (текущий и капитальный)	тыс.руб.	12 317,19	12 775,13	13 363,20
5.8	Прочие расходы	тыс.руб.	1 231,72	1 277,51	1 336,32
6	Полная себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб/Гкал	4 064,37	4 285,60	4 485,16

Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой потребителям существующей котельной, приведена на рисунке 42.



Рисунок 42. - Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой существующей котельной

10.3.3.2. Текущие затраты котельной №53 после технического перевооружения

К основным элементам текущих затрат котельной № 53 после технического перевооружения относятся:

1. Расходы на топливо;
2. Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе;
3. Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;
4. Расходы на оплату труда основного;
5. Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;
6. Расходы на амортизацию основных фондов;
7. Расходы на ремонт основных производственных средств;
8. Прочие расходы.

В соответствии со схемой теплоснабжения модернизированная котельная будет введена в эксплуатацию в 2016 году.

Таким образом, все текущие затраты на выработку и передачу тепловой энергии от модернизированной котельной рассчитаны на период с 2016 до 2027 годы.

Затраты на топливо котельной после технического перевооружения

После проведения технического перевооружения в качестве топлива на котельной будет использоваться мазут марки М-100.

Цена мазута марки М-100 по состоянию на 2013 год принята в соответствии с отчетом ОАО «РЭУ» «Мурманский» за 2013 год и составляет 10,935 тыс.руб./т (без НДС, с учетом транспортировки).

Индексы роста цен на мазут в период с 2013 по 2027 годы приняты в соответствии со «Сценарными условиями развития электроэнергетики на период до 2030 г.», разработанными ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году.

В таблице 49 приведен расчет текущих затрат на топливо (мазут) для модернизированной котельной в период с 2016 по 2027 годы .

Таблица 49. Расчет текущих затрат на топливо (мазут) для существующей котельной после технического перевооружения (в ценах соответствующих лет, без НДС) – с 2016 по 2020 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная после технического перевооружения				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Годовой расход мазута	т/год	11 567,65	11 513,23	10 907,65	10 907,65	10 907,65
2	Цена мазута с учетом инфляции	тыс.руб./т	12,513	12,939	13,379	13,833	14,304
3	Индекс роста цен на мазут		1,034	1,034	1,034	1,034	1,034
4	Текущие затраты на мазут	тыс.руб.	144 747,95	148 965,22	145 928,36	150 889,92	156 020,18

Таблица 49 (продолжение). Расчет текущих затрат на топливо (мазут) для существующей котельной после технического перевооружения (в ценах соответствующих лет, без НДС) – с 2021 по 2027 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная после технического перевооружения							Итого за весь период планиро- вания
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	Годовой расход мазута	т/год	10 907,65	10 907,65	10 798,84	10 798,84	10 798,84	10 798,84	10 798,84	169 244,27
2	Цена мазута с учетом инфляции	тыс.руб./т	14,747	15,204	15,676	16,162	16,663	17,179	17,712	
3	Индекс роста цен на мазут		1,031	1,031	1,031	1,031	1,031	1,031	1,031	1,620
4	Текущие затраты на мазут	тыс.руб.	160 856,81	165 843,37	169 278,71	174 526,35	179 936,66	185 514,70	191 265,65	2 407 300,33

Затраты на покупную электроэнергию котельной после технического перевооружения

В соответствии с таблицей 9 «Методических указаний по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий», разработанных отделом энергоэффективности ЖКХ АКХ им. К.Д. Памфилова в 2002 году, удельный расход электроэнергии, потребляемой технологическим оборудованием котельной при работе на жидком топливе, составляет 25,2 кВт*ч на 1 Гкал тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть.

Тариф на покупную электроэнергию по состоянию на 2013 год принят по отчету ОАО «РЭУ» «Мурманский» за 2013 год и составляет 3,215 руб/кВт (без НДС).

Индексы роста цен на электроэнергию в период с 2013 по 2027 год приняты в соответствии с таблицей 1.3.1.2 «Сценарных условий развития электроэнергетики на период до 2030 г.», разработанных ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году.

Расчет текущих затрат на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую технологическим оборудованием модернизированной котельной (на мазуте), приведен в таблице 50.

Таблица 50. Расчет текущих затрат на покупную электроэнергию для существующей котельной после технического перевооружения (в ценах соответствующих лет, без НДС) – с 2016 по 2020 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная после технического перевооружения				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	100,83	100,58	98,94	98,94	98,94
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	3,31	3,31	3,27	3,27	3,27
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	97,52	97,27	95,67	95,67	95,67
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	14,81	14,56	13,91	13,91	13,91
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	82,72	82,72	81,76	81,76	81,76
6	Удельный расход электроэнергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
7	Объем электроэнергии, потребляемой технологическим оборудованием	МВт*ч/год	2 457,59	2 451,32	2 410,76	2 410,76	2 410,76
8	Цена электроэнергии	руб/кВт*ч	4,315	4,574	4,940	5,286	5,656
9	Индекс роста цены на электроэнергию		1,070	1,060	1,080	1,070	1,070
10	Текущие затраты на покупку электроэнергии на технологические цели	тыс.руб./год	10 604,99	11 212,61	11 909,26	12 742,91	13 634,91

Таблица 50 (продолжение). Расчет текущих затрат на покупную электроэнергию для существующей котельной после технического перевооружения (в ценах соответствующих лет, без НДС) – с 2021 по 2027 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная после технического перевооружения							Итого за весь период планирования
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	98,94	98,94	93,20	93,20	93,20	93,20	93,20	1162,12
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	39,32
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	95,67	95,67	89,93	89,93	89,93	89,93	89,93	1420,04
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	13,91	13,91	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	184,06
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	1235,98
6	Удельный расход электроэнергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	
7	Объем электроэнергии, потребляемой технологическим оборудованием	МВт*ч/год	2 410,76	2 410,76	2 266,35	2 266,35	2 266,35	2 266,35	2 266,35	35 785,03
8	Цена электроэнергии	руб/кВт*ч	5,939	6,236	6,547	6,809	7,014	7,329	7,659	
9	Индекс роста цены на электроэнергию		1,050	1,050	1,050	1,040	1,030	1,045	1,045	2,382
10	Текущие затраты на покупку электроэнергии на технологические цели	тыс.руб./год	14 316,66	15 032,49	14 838,58	15 432,12	15 895,08	16 610,36	17 357,83	196 654,73

Затраты на холодную воду котельной после технического перевооружения

В соответствии с таблицей 7 «Методических указаний по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий», разработанных отделом энергоэффективности ЖКХ АКХ им. К.Д. Памфилова в 2002 году, удельный расход холодной воды, используемой технологическим оборудованием котельной при работе на жидком топливе, составляет 0,45 м³ на 1 Гкал тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть.

Тариф на холодную воду принят в соответствии с Постановлением № 52/6 от 28.11.2012 Управления по тарифному регулированию Мурманской области для ЗАТО г. Заозерск и составляет с 01.07.2013 г. 18,45 руб/м³ (без НДС).

Индексирование цены на воду в течение периода планирования до 2027 года произведено путем применения индекса роста потребительских цен (инфляции), принятого в соответствии с Приложением № 8 «Макроэкономические показатели прогноза (вариант 1)» к «Прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» Минэкономразвития РФ.

Расчет текущих затрат на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе модернизированной котельной при работе на мазуте, приведен в таблице 51.

Таблица 51. Расчет текущих затрат на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе модернизированной котельной (на мазуте) (в ценах соответствующих лет, без НДС) - с 2016 по 2020 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная после технического перевооружения				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	100,83	100,58	98,94	98,94	98,94
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	3,31	3,31	3,27	3,27	3,27
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	97,52	97,27	95,67	95,67	95,67
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	14,81	14,56	13,91	13,91	13,91
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	82,72	82,72	81,76	81,76	81,76
6	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
7	Расход холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.м ³ /год	43,89	43,77	43,05	43,05	43,05
8	Тариф на холодную воду	руб/м ³	19,04	19,24	19,44	19,65	19,85
9	Индекс изменения потребительских цен		1,053	1,053	1,051	1,049	1,043
10	Текущие затраты на покупку воды на технологические цели	тыс.руб./год	835,51	842,16	836,93	845,71	854,53

Таблица 51 (продолжение). Расчет текущих затрат на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе модернизированной котельной (на мазуте) (в ценах соответствующих лет, без НДС) - с 2021 по 2027 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная после технического перевооружения							Итого за весь период планирования
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	98,94	98,94	93,20	93,20	93,20	93,20	93,20	1162,12
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	39,32
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	95,67	95,67	89,93	89,93	89,93	89,93	89,93	1420,04
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	13,91	13,91	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	184,06
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	1235,98
6	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	
7	Расход холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.м ³ /год	43,05	43,05	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	639,02
8	Тариф на холодную воду	руб/м ³	20,06	20,26	20,48	20,69	20,90	21,12	21,33	
9	Индекс изменения потребительских цен		1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,027	1,027	1,80
10	Текущие затраты на покупку воды на технологические цели	тыс.руб./год	863,41	872,38	828,64	837,25	845,95	854,63	863,41	12 674,24

Затраты на оплату труда персонала котельной после технического перевооружения

Среднесписочная численность персонала котельной рассчитана с использованием штатного коэффициента, рекомендованного к применению для котельных, работающих на жидком топливе, учебным пособием Ю.Л. Гусева «Основы проектирования котельных установок», а также на основании данных объектов-аналогов.

Таким образом, для модернизированной котельной установленной мощностью 35 Гкал/ч, при использовании в качестве топлива мазута, штатный коэффициент принимается равным 0,6 чел/Гкал.

Среднесписочная численность персонала модернизированной котельной составит 21 человек.

Среднегодовая заработная плата персонала котельной принята в соответствии с данными отчета ОАО «РЭУ» «Мурманский» по состоянию на 2013 год.

Темпы роста заработной платы в течение периода планирования (до 2027 года) приняты в соответствии с Приложением № 8 «Макроэкономические показатели прогноза (вариант 1)» к «Прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» Минэкономразвития РФ.

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 г. № 212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» в 2013 году применяются тарифы страховых взносов, в пределах установленной предельной величины базы для начисления страховых взносов, приведенные в таблице 46.

В расчетах принято, что на весь период планирования – с 2013 по 2027 год величина суммарной ставки страховых взносов останется неизменной.

Расчеты текущих затрат на оплату труда персонала модернизированной котельной (на мазуте), включая страховые взносы с ФОТ, приведены в таблице 52.

Таблица 52. Расчеты текущих затрат на оплату труда персонала котельной после технического перевооружения (на мазуте) в ценах соответствующих лет – с 2016 по 2020 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная после технического перевооружения				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Установленная мощность котельной	Гкал/ч	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
2	Штатный коэффициент	чел/Гкал/ч	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
3	Среднесписочная численность персонала котельной	чел	21	21	21	21	21
4	Среднегодовая заработная плата персонала	тыс.руб./чел	344,94	363,57	383,20	396,99	410,09
5	Индекс изменения заработной платы		1,058	1,054	1,054	1,036	1,033
6	Текущие затраты на оплату труда персонала	тыс.руб./год	7 243,72	7 634,88	8 047,16	8 336,86	8 611,97
7	Ставка страховых взносов с ФОТ на социальные нужды	%	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
8	Отчисления на социальные нужды персонала	тыс.руб./год	2173,12	2290,46	2414,15	2501,06	2583,59

Таблица 52 (продолжение). Расчеты текущих затрат на оплату труда персонала котельной после технического перевооружения (на мазуте) в ценах соответствующих лет – с 2021 по 2027 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Существующая котельная после технического перевооружения							Итого за весь период планирования
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	Установленная мощность котельной	Гкал/ч	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	
2	Штатный коэффициент	чел/Гкал/ч	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	
3	Среднесписочная численность персонала котельной	чел	21	21	21	21	21	21	21	
4	Среднегодовая заработная плата персонала	тыс.руб./чел.	424,86	440,15	456,00	472,41	489,42	504,59	520,24	
5	Индекс изменения заработной платы		1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,031	1,031	1,734
6	Текущие затраты на оплату труда персонала	тыс.руб./год	8 922,01	9 243,20	9 575,95	9 920,69	10 277,83	10 596,45	10 924,94	129 009,06
7	Ставка страховых взносов с ФОТ на социальные нужды	%	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	
8	Отчисления на социальные нужды персонала	тыс.руб./год	2676,60	2772,96	2872,79	2976,21	3083,35	3178,93	3277,48	38 702,72

Расходы на амортизацию основных фондов котельной после технического перевооружения

Годовая сумма амортизационных отчислений рассчитана линейным методом - исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и нормы амортизации, исчисленной исходя из срока полезного использования этого объекта.

Средний срок полезного использования котельной принят 20 лет. Годовая норма амортизационных отчислений составит 5%.

Затраты на ремонт основных производственных средств

Текущие затраты на ремонт основных производственных средств приняты в размере 20 % от суммы амортизационных отчислений.

Прочие расходы

По статье «Прочие расходы» учитываются:

а) расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями;

б) расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам, заключенным со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг;

в) плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов;

г) арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи;

д) расходы на служебные командировки;

е) расходы на обучение персонала;

ж) расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль;

з) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции.

В расчетах принято, что прочие расходы котельной после технического перевооружения составят порядка 10% от амортизационных отчислений.

Текущие затраты существующей котельной после технического перевооружения в течение периода планирования приведены в таблице 53.

Таблица 53. Текущие затраты существующей котельной после технического перевооружения (без НДС, в ценах соответствующих лет) – с 2016 по 2020 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Существующая котельная после технического перевооружения				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	35	35	35	35	35
2	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	97,52	97,27	95,67	95,67	95,67
3	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	14,81	14,56	13,91	13,91	13,91
4	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	82,72	82,72	81,76	81,76	81,76
5	Текущие затраты, в том числе:	тыс.руб./год	184 665,37	197 653,81	203 499,96	217 336,17	231 330,01
5.1	Расходы на топливо	тыс.руб./год	144 747,95	148 965,22	145 928,36	150 889,92	156 020,18
5.2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб./год	10 604,99	11 212,61	11 909,26	12 742,91	13 634,91
5.3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб./год	835,51	842,16	836,93	845,71	854,53
5.4	Расходы на оплату труда	тыс.руб./год	7 243,72	7 634,88	8 047,16	8 336,86	8 611,97
5.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб./год	2173,12	2290,46	2414,15	2501,06	2583,59
5.6	Расходы на амортизацию основных фондов	тыс.руб./год	14 661,61	20 544,99	26 433,92	32 322,86	38 172,94
5.7	Ремонт основных средств (текущий и капитальный)	тыс.руб./год	2 932,32	4 109,00	5 286,78	6 464,57	7 634,59
5.8	Прочие расходы	тыс.руб./год	1 466,16	2 054,50	2 643,39	3 232,29	3 817,29
6	Полная себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб/Гкал	2 232,49	2 389,52	2 489,04	2 658,27	2 829,43

Таблица 53 (продолжение). Текущие затраты существующей котельной после технического перевооружения (без НДС, в ценах соответствующих лет) – с 2021 по 2027 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Существующая котельная после технического перевооружения						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	35	35	35	35	35	35	35
2	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	95,67	95,67	89,93	89,93	89,93	89,93	89,93
3	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	13,91	13,91	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
4	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76
5	Текущие затраты, в том числе:	тыс.руб./год	244 742,74	258 361,31	262 925,91	270 158,20	277 438,80	285 089,33	292 939,90
5.1	Расходы на топливо	тыс.руб./год	160 856,81	165 843,37	169 278,71	174 526,35	179 936,66	185 514,70	191 265,65
5.2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб./год	14 316,66	15 032,49	14 838,58	15 432,12	15 895,08	16 610,36	17 357,83
5.3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб./год	863,41	872,38	828,64	837,25	845,95	854,63	863,41
5.4	Расходы на оплату труда	тыс.руб./год	8 922,01	9 243,20	9 575,95	9 920,69	10 277,83	10 596,45	10 924,94
5.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб./год	2676,60	2772,96	2872,79	2976,21	3083,35	3178,93	3277,48
5.6	Расходы на амортизацию основных фондов	тыс.руб./год	43 928,66	49 689,94	50 408,66	51 127,37	51 846,09	52 564,81	53 269,68
5.7	Ремонт основных средств (текущий и капитальный)	тыс.руб./год	8 785,73	9 937,99	10 081,73	10 225,47	10 369,22	10 512,96	10 653,94
5.8	Прочие расходы	тыс.руб./год	4 392,87	4 968,99	5 040,87	5 112,74	5 184,61	5 256,48	5 326,97
6	Полная себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб/Гкал	2 993,48	3 160,05	3 215,88	3 304,34	3 393,39	3 486,97	3 582,99

Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой существующей котельной после технического перевооружения, представлена на рисунке 43.



Рисунок 43. Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой существующей котельной после технического перевооружения

10.3.3.3. Текущие затраты новой котельной при работе на угле

Структура текущих затрат котельной, работающей на угле, аналогична структуре затрат котельной, использующей в качестве топлива мазут.

В соответствии со схемой теплоснабжения ввод новой котельной в эксплуатацию планируется в 2016 году.

Таким образом, все текущие затраты на выработку и передачу тепловой энергии от новой котельной рассчитаны на период с 2016 до 2027 годы.

Затраты на топливо новой котельной на угле

В качестве топлива на новой котельной предполагается использовать каменный уголь.

Цена каменного угля по состоянию на 2013 год принята в соответствии с отчетом ОАО «РЭУ» «Мурманский» за 2013 год и составляет 2,122 тыс.руб./т (без НДС, с учетом транспортировки).

Индексы роста цен на уголь в период с 2013 по 2027 годы приняты в соответствии со «Сценарными условиями развития электроэнергетики на период до 2030 г.», разработанными ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году.

В таблице 54 приведен расчет текущих затрат на уголь для новой котельной в период с 2016 по 2027 годы.

Таблица 54. Расчет текущих затрат на топливо (уголь) для новой котельной (без НДС, в ценах соответствующих лет) - 2016-2020 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новая котельная в соответствии со схемой теплоснабжения (уголь)				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Годовой расход угля	т/год	27 733,44	27 602,96	26 151,10	26 151,10	26 151,10
2	Цена угля с учетом инфляции	тыс.руб./т	2,477	2,589	2,705	2,827	2,954
3	Индекс роста цен на уголь		1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
4	Текущие затраты на уголь	тыс.руб./год	68 709,03	71 463,13	70 751,01	73 934,80	77 261,87

Таблица 54 (продолжение). Расчет текущих затрат на топливо (уголь) для новой котельной (без НДС, в ценах соответствующих лет) - 2021-2027 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новая котельная в соответствии со схемой теплоснабжения (уголь)							Итого за весь период планирования
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	Годовой расход угля	т/год	26 151,10	26 151,10	25 890,21	25 890,21	25 890,21	25 890,21	25 890,21	405 763,13
2	Цена угля с учетом инфляции	тыс.руб./т	3,037	3,122	3,210	3,299	3,392	3,487	3,584	
3	Индекс роста цен на уголь		1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,689
4	Текущие затраты на уголь	тыс.руб./год	79 425,20	81 649,11	83 097,91	85 424,65	87 816,54	90 275,41	92 803,12	1 165 231,64

Затраты по покупную электроэнергию новой котельной на угле

В соответствии с таблицей 9 «Методических указаний по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий», разработанных отделом энергоэффективности ЖКХ АКХ им. К.Д. Памфилова в 2002 году, удельный расход электроэнергии, потребляемой технологическим оборудованием котельной при работе на каменном угле, составляет 28,6 кВт*ч на 1 Гкал тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть.

Тариф на покупную электроэнергию по состоянию на 2013 год принят по отчету ОАО «РЭУ» «Мурманский» за 2013 год и составляет 3,215 руб/кВт (без НДС).

Индексы роста цен на электроэнергию в период с 2013 по 2027 год приняты в соответствии с таблицей 1.3.1.2 «Сценарных условий развития электроэнергетики на период до 2030 г.», разработанных ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году.

Расчет текущих затрат на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую технологическим оборудованием новой котельной (на угле), приведен в таблице 55.

Таблица 55. Расчет текущих затрат на покупную электрическую энергию, используемую новой котельной (на угле) в технологическом процессе (без НДС, в ценах соответствующих лет) – 2016 – 2020 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новая котельная на угле в соответствии со схемой теплоснабжения				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	100,83	100,58	98,94	98,94	98,94
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	3,31	3,31	3,27	3,27	3,27
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	97,52	97,27	95,67	95,67	95,67
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	14,81	14,56	13,91	13,91	13,91
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	82,72	82,72	81,76	81,76	81,76
6	Удельный расход электроэнергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
7	Объем электроэнергии, потребляемой технологическим оборудованием	МВт*ч/год	2 789,17	2 782,05	2 736,02	2 736,02	2 736,02
8	Цена электроэнергии	руб/кВт*ч	4,32	4,57	4,94	5,29	5,66
9	Индекс роста цены на электроэнергию		1,070	1,060	1,080	1,070	1,070
10	Текущие затраты на покупку электроэнергии на технологические цели	тыс.руб./год	12 035,83	12 725,42	13 516,07	14 462,19	15 474,54

Таблица 55 (продолжение). Расчет текущих затрат на покупную электрическую энергию, используемую новой котельной (на угле) в технологическом процессе (без НДС, в ценах соответствующих лет) – 2021 – 2027 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новая котельная на угле в соответствии со схемой теплоснабжения							Итого за весь период планирования
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	98,94	98,94	93,20	93,20	93,20	93,20	93,20	1162,12
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	39,32
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	95,67	95,67	89,93	89,93	89,93	89,93	89,93	1420,04
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	13,91	13,91	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	184,06
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	1235,98
6	Удельный расход электроэнергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	
7	Объем электроэнергии, потребляемой технологическим оборудованием	МВт*ч/год	2 736,02	2 736,02	2 572,12	2 572,12	2 572,12	2 572,12	2 572,12	40 613,17
8	Цена электроэнергии	руб/кВт*ч	5,94	6,24	6,55	6,81	7,01	7,33	7,66	
9	Индекс роста цены на электроэнергию		1,050	1,050	1,050	1,040	1,030	1,045	1,045	2,382
10	Текущие затраты на покупку электроэнергии на технологические цели	тыс.руб./год	16 248,27	17 060,69	16 840,61	17 514,23	18 039,66	18 851,44	19 699,76	223 187,51

Затраты на холодную воду

В соответствии с таблицей 7 «Методических указаний по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий», разработанных отделом энергоэффективности ЖКХ АКХ им. К.Д. Памфилова в 2002 году, удельный расход холодной воды, используемой технологическим оборудованием котельной при работе на каменном угле, составляет $0,65 \text{ м}^3$ на 1 Гкал тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть.

Тариф на холодную воду принят в соответствии с Постановлением № 52/6 от 28.11.2012 Управления по тарифному регулированию Мурманской области для ЗАТО г. Заозерск и составляет с 01.07.2013 г. 18,45 руб/м³ (без НДС).

Индексирование цены на воду в течение периода планирования до 2027 года произведено путем применения индекса роста потребительских цен (инфляции), принятого в соответствии с Приложением № 8 «Макроэкономические показатели прогноза (вариант 1)» к «Прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» Минэкономразвития РФ.

Расчет текущих затрат на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе новой котельной при работе на каменном угле, приведен в таблице 56.

Таблица 56. Расчет текущих затрат на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе новой котельной (на угле) (без НДС, в ценах соответствующих лет) – 2016 – 2020 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новая котельная в соответствии со схемой теплоснабжения на угле				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	100,83	100,58	98,94	98,94	98,94
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	3,31	3,31	3,27	3,27	3,27
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	97,52	97,27	95,67	95,67	95,67
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	14,81	14,56	13,91	13,91	13,91
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	82,72	82,72	81,76	81,76	81,76
4	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
5	Расход холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.м ³ /год	63,39	63,23	62,18	62,18	62,18
6	Тариф на холодную воду	руб/м ³	19,04	19,24	19,44	19,65	19,85
7	Индекс изменения потребительских цен		1,053	1,053	1,051	1,049	1,043
8	Текущие затраты на покупку воды на технологические цели	тыс.руб./год	1 206,85	1 216,45	1 208,89	1 221,58	1 234,32

Таблица 56 (продолжение). Расчет текущих затрат на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе новой котельной (на угле) (без НДС, в ценах соответствующих лет) – 2021 – 2027 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новая котельная в соответствии со схемой теплоснабжения на угле							Итого за весь период планирования
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал/год	98,94	98,94	93,20	93,20	93,20	93,20	93,20	1162,12
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал/год	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	39,32
3	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	95,67	95,67	89,93	89,93	89,93	89,93	89,93	1420,04
4	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	13,91	13,91	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	184,06
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	1235,98
4	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м³/Гкал	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	
5	Расход холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.м³/год	62,18	62,18	58,46	58,46	58,46	58,46	58,46	923,03
6	Тариф на холодную воду	руб/м³	20,06	20,26	20,48	20,69	20,90	21,12	21,33	
7	Индекс изменения потребительских цен		1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,027	1,027	1,80
8	Текущие затраты на покупку воды на технологические цели	тыс.руб./год	1 247,14	1 260,10	1 196,92	1 209,36	1 221,92	1 234,47	1 247,15	18 307,24

Затраты на оплату труда персонала новой котельной (на угле)

Среднесписочная численность персонала котельной рассчитана с использованием штатного коэффициента, рекомендованного к применению для котельных, работающих на твердом топливе, учебным пособием Ю.Л. Гусева «Основы проектирования котельных установок», а также на основании данных объектов-аналогов.

Таким образом, для новой котельной установленной мощностью 35 Гкал/ч, при использовании в качестве топлива каменного угля, штатный коэффициент принимается равным 0,9 чел/Гкал.

Среднесписочная численность персонала новой угольной котельной составит 31 человек.

Среднегодовая заработная плата персонала котельной принята в соответствии с данными отчета ОАО «РЭУ» «Мурманский» по состоянию на 2013 год.

Темпы роста заработной платы в течение периода планирования (до 2027 года) приняты в соответствии с Приложением № 8 «Макроэкономические показатели прогноза (вариант 1)» к «Прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» Минэкономразвития РФ.

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 г. № 212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» в 2013 году применяются тарифы страховых взносов, в пределах установленной предельной величины базы для начисления страховых взносов, приведенные в таблице 46.

В расчетах принято, что на весь период планирования – с 2013 по 2027 год величина суммарной ставки страховых взносов останется неизменной.

Расчеты текущих затрат на оплату труда персонала новой котельной (на угле), включая страховые взносы с ФОТ, приведены в таблице 57.

Таблица 57. Расчеты текущих затрат на оплату труда персонала новой котельной (на угле) в ценах соответствующих лет – 2016 – 2020 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новая котельная в соответствии со схемой теплоснабжения				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Установленная мощность котельной	Гкал/ч	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
2	Штатный коэффициент	чел/Гкал/ч	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
3	Среднесписочная численность персонала котельной	чел	31	31	31	31	31
4	Среднегодовая заработная плата персонала	тыс.руб./чел.	344,94	363,57	383,20	396,99	410,09
5	Индекс изменения заработной платы		1,058	1,054	1,054	1,036	1,033
6	Текущие затраты на оплату труда персонала	тыс.руб./год	10 693,11	11 270,53	11 879,14	12 306,79	12 712,92
7	Ставка страховых взносов с ФОТ на социальные нужды	%	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
8	Отчисления на социальные нужды персонала	тыс.руб./год	3207,93	3381,16	3563,74	3692,04	3813,87

Таблица 57 (продолжение). Расчеты текущих затрат на оплату труда персонала новой котельной (на угле) в ценах соответствующих лет – 2021 – 2027 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новая котельная в соответствии со схемой теплоснабжения на угле							Итого за весь период планирования
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	Установленная мощность котельной	Гкал/ч	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	
2	Штатный коэффициент	чел/Гкал/ч	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	
3	Среднесписочная численность персонала котельной	чел	31	31	31	31	31	31	31	
4	Среднегодовая заработная плата персонала	тыс.руб./чел.	424,86	440,15	456,00	472,41	489,42	504,59	520,24	
5	Индекс изменения заработной платы		1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,031	1,031	1,734
6	Текущие затраты на оплату труда персонала	тыс.руб./год	13 170,58	13 644,72	14 135,93	14 644,82	15 172,04	15 642,37	16 127,29	190 441,95
7	Ставка страховых взносов с ФОТ на социальные нужды	%	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	
8	Отчисления на социальные нужды персонала	тыс.руб./год	3951,17	4093,42	4240,78	4393,45	4551,61	4692,71	4838,19	57 132,58

Расходы на амортизацию основных фондов новой котельной (на угле)

Годовая сумма амортизационных отчислений рассчитана линейным методом - исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и нормы амортизации, исчисленной исходя из срока полезного использования этого объекта.

Срок полезного использования котельной принят 20 лет; норма амортизационных отчислений составит 5 %.

Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств

Затраты на ремонт основных производственных фондов приняты в размере 20% от суммы амортизационных отчислений.

Прочие затраты

Прочие затраты приняты в размере 10 % от амортизационных отчислений.

Текущие затраты новой котельной на угольном топливе на весь период планирования приведены в таблице 58.

Таблица 58. Текущие затраты новой котельной на угле (без НДС, в ценах соответствующих лет) – 2016 – 2020 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Новая котельная, работающая на угле				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	35	35	35	35	35
2	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	97,52	97,27	95,67	95,67	95,67
3	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	14,81	14,56	13,91	13,91	13,91
4	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	82,72	82,72	81,76	81,76	81,76
5	Текущие затраты, в том числе:	тыс.руб./год	120 252,68	132 105,02	140 622,79	152 976,95	165 462,18
5.1	Расходы на топливо	тыс.руб./год	68 709,03	71 463,13	70 751,01	73 934,80	77 261,87
5.2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб./год	12 035,83	12 725,42	13 516,07	14 462,19	15 474,54
5.3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб./год	1 206,85	1 216,45	1 208,89	1 221,58	1 234,32
5.4	Расходы на оплату труда	тыс.руб./год	10 693,11	11 270,53	11 879,14	12 306,79	12 712,92
5.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб./год	3207,93	3381,16	3563,74	3692,04	3813,87
5.6	Расходы на амортизацию основных фондов	тыс.руб./год	18 769,17	24 652,56	30 541,49	36 430,42	42 280,51
5.7	Ремонт основных средств (текущий и капитальный)	тыс.руб./год	3 753,83	4 930,51	6 108,30	7 286,08	8 456,10
5.8	Прочие затраты	тыс.руб./год	1 876,92	2 465,26	3 054,15	3 643,04	4 228,05
6	Полная себестоимость отпускаемой тепловой энергии	Руб./Гкал	1 453,78	1 597,07	1 719,98	1 871,08	2 023,79

Таблица 58 (продолжение). Текущие затраты новой котельной на угле (без НДС, в ценах соответствующих лет) – 2021 – 2027 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Новая котельная, работающая на угле						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	35	35	35	35	35	35	35
2	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	95,67	95,67	89,93	89,93	89,93	89,93	89,93
3	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	13,91	13,91	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
4	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76
5	Текущие затраты, в том числе:	тыс.руб./год	176 489,47	187 644,79	190 383,24	194 991,94	199 541,53	204 370,50	209 305,92
5.1	Расходы на топливо	тыс.руб./год	79 425,20	81 649,11	83 097,91	85 424,65	87 816,54	90 275,41	92 803,12
5.2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб./год	16 248,27	17 060,69	16 840,61	17 514,23	18 039,66	18 851,44	19 699,76
5.3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб./год	1 247,14	1 260,10	1 196,92	1 209,36	1 221,92	1 234,47	1 247,15
5.4	Расходы на оплату труда	тыс.руб./год	13 170,58	13 644,72	14 135,93	14 644,82	15 172,04	15 642,37	16 127,29
5.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб./год	3951,17	4093,42	4240,78	4393,45	4551,61	4692,71	4838,19
5.6	Расходы на амортизацию основных фондов	тыс.руб./год	48 036,23	53 797,51	54 516,22	55 234,94	55 953,66	56 672,38	57 377,25
5.7	Ремонт основных средств (текущий и капитальный)	тыс.руб./год	9 607,25	10 759,50	10 903,24	11 046,99	11 190,73	11 334,48	11 475,45
5.8	Прочие затраты	тыс.руб./год	4 803,62	5 379,75	5 451,62	5 523,49	5 595,37	5 667,24	5 737,72
6	Полная себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб/Гкал	2 158,67	2 295,11	2 328,60	2 384,97	2 440,62	2 499,68	2 560,05

Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой новой котельной на угле, приведена на рисунке 44.

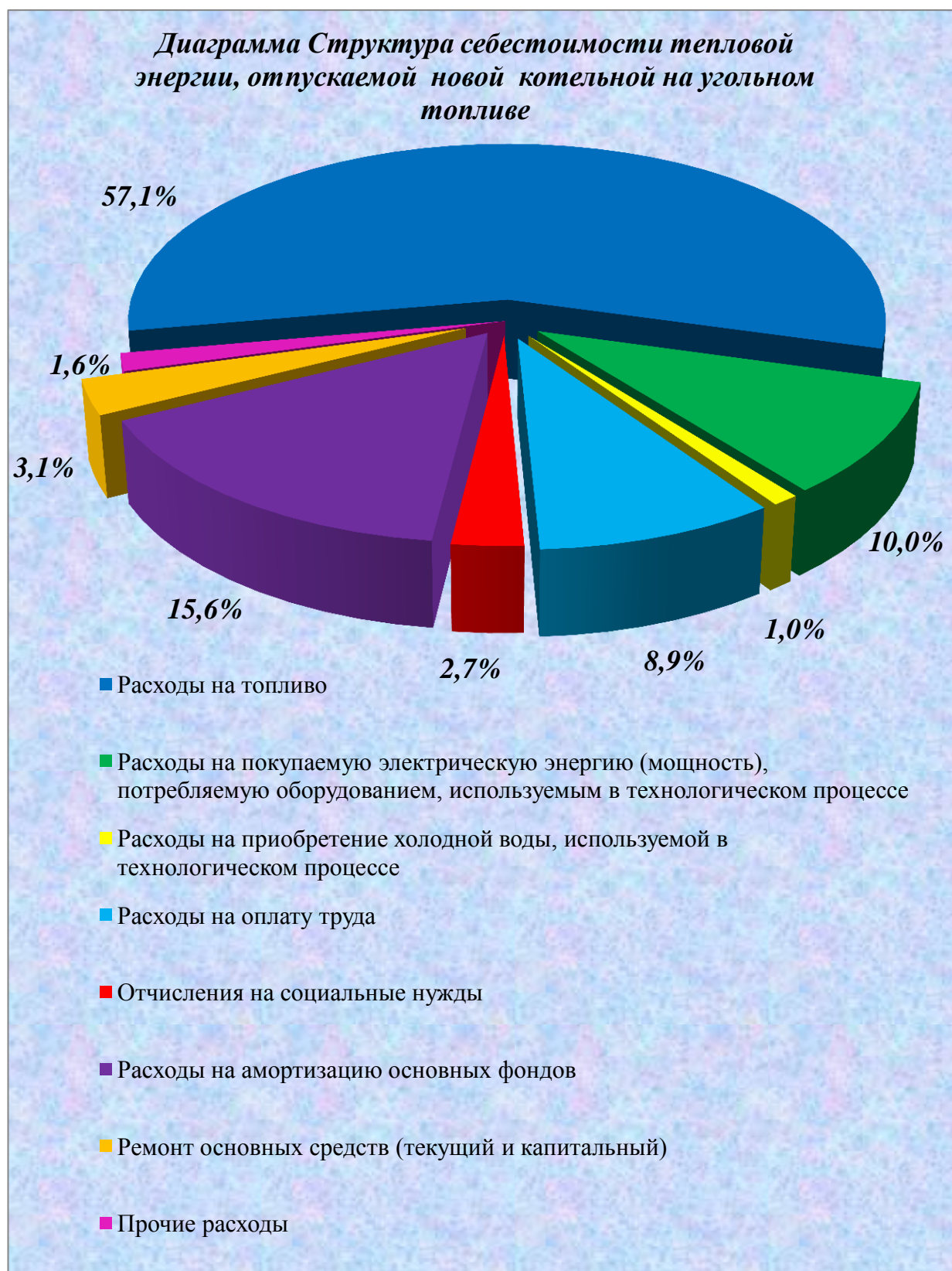


Рисунок 44. Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой новой котельной на угольном топливе

10.3.3.4. Текущие затраты новых электрокотельных

В структуре текущих затрат электрокотельных можно выделить следующие:

1. Расходы на электрическую энергию, используемую в качестве топлива;
2. Расходы на амортизацию основных фондов;
3. Расходы на ремонт основных производственных средств;

Электрокотельные не требуют постоянного присутствия персонала, возможно дистанционное управление и контроль с компьютеризированного рабочего места диспетчера. Поэтому в структуре текущих затрат отсутствуют затраты на оплату труда эксплуатационного персонала. Оплата труда ремонтного персонала включена в текущие затраты на ремонт основных производственных средств.

В соответствии со схемой теплоснабжения новые электрокотельные будут введены в эксплуатацию в 2016 году.

Таким образом, все текущие затраты на выработку и передачу тепловой энергии от электрокотельных рассчитаны на период с 2016 до 2027 годы.

Затраты на электроэнергию

Тариф на покупную электроэнергию по состоянию на 2013 год принят по отчету ОАО «РЭУ» «Мурманский» за 2013 год и составляет 3,215 руб/кВт (без НДС).

Индексы роста цен на электроэнергию в период с 2013 по 2027 год приняты в соответствии с таблицей 1.3.1.2 «Сценарных условий развития электроэнергетики на период до 2030 г.», разработанных ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году.

Расчет текущих затрат на покупаемую электрическую энергию, потребляемую технологическим оборудованием электрокотельных, приведен в таблице 59.

Таблица 59. Расчет текущих затрат на покупную электрическую энергию, используемую электродвигательными (без НДС, в ценах соответствующих лет) – 2016 – 2020 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новые электродвигательные				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Годовой расход электрической энергии, используемой в технологическом процессе	МВт*ч	98 163,25	111 906,11	110 609,30	110 609,30	110 609,30
2	Цена электроэнергии	руб/кВт*ч	4,315	4,574	4,940	5,286	5,656
3	Индекс роста цены на электроэнергию		1,07	1,06	1,08	1,07	1,07
4	Текущие затраты на электроэнергию, используемую в качестве топлива	тыс.руб./год	423 593,94	511 870,92	546 414,33	584 663,34	625 589,77

Таблица 59 (продолжение). Расчет текущих затрат на покупную электрическую энергию, используемую электродвигательными (без НДС, в ценах соответствующих лет) – 2021 – 2027 годы

№ п/п	Параметры	Ед.изм.	Новые электродвигательные							Итого за весь период планиро- вания
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	Годовой расход электрической энергии, используемой в технологическом процессе	МВт*ч	110 609,30	110 609,30	110 609,30	110 609,30	110 609,30	110 609,30	110 609,30	1 616 364,33
2	Цена электроэнергии	руб/кВт*ч	5,939	6,236	6,547	6,809	7,014	7,329	7,659	
3	Индекс роста цены на электроэнергию		1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,045	1,045	2,382
4	Текущие затраты на электроэнергию, используемую в качестве топлива	тыс.руб./год	656 869,26	689 712,72	724 198,36	753 166,29	775 761,28	810 670,54	847 150,71	9 034 743,41

Расходы на амортизацию основных фондов электрокотельных

Годовая сумма амортизационных отчислений рассчитана линейным методом - исходя из первоначальной стоимости объектов основных средств и нормы амортизации, исчисленной исходя из срока полезного использования этих объектов.

Средний срок полезного использования основных средств электрокотельных принят 20 лет. Норма амортизации составит 5%.

Текущие затраты на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств электрокотельных

Затраты на ремонт основных производственных фондов приняты в размере 20% от суммы амортизационных отчислений.

Прочие расходы

Прочие затраты, относимые на себестоимость продукции, приняты в размере 10 % от суммы амортизационных отчислений

Текущие затраты электрокотельных в течение всего периода планирования приведены в таблице 60.

Таблица 60. Текущие затраты электростанций (без НДС, в ценах соответствующих лет) – 2016 – 2020 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Новые электростанции				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	35	35	35	35	35
2	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	97,52	97,27	95,67	95,67	95,67
3	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	14,81	14,56	13,91	13,91	13,91
4	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	82,72	82,72	81,76	81,76	81,76
5	Текущие затраты, в том числе:	тыс.руб./год	442 230,02	538 155,40	580 354,43	626 259,04	674 790,58
5.1	Расходы на топливо (электроэнергию)	тыс.руб./год	423 593,94	511 870,92	546 414,33	584 663,34	625 589,77
5.2	Расходы на амортизацию основных фондов	тыс.руб./год	14 335,45	20 218,83	26 107,76	31 996,70	37 846,78
5.3	Ремонт основных средств (текущий и капитальный)	тыс.руб./год	2 867,09	4 043,77	5 221,55	6 399,34	7 569,36
5.4	Прочие затраты	тыс.руб./год	1 433,54	2 021,88	2 610,78	3 199,67	3 784,68
6	Полная себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб/Гкал	5 346,30	6 505,98	7 098,39	7 659,86	8 253,46

**Таблица 60 (продолжение). Текущие затраты электростанций (без НДС, в ценах соответствующих лет) –
2021 – 2027 годы**

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Новые электростанции						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	35	35	35	35	35	35	35
2	Объем тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. Гкал/год	95,67	95,67	89,93	89,93	89,93	89,93	89,93
3	Потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям	тыс. Гкал/год	13,91	13,91	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
4	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал/год	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76
5	Текущие затраты, в том числе:	тыс.руб./год	713 552,51	753 885,63	789 305,60	819 207,87	842 737,19	878 580,78	915 977,29
5.1	Расходы на топливо (электроэнергию)	тыс.руб./год	656 869,26	689 712,72	724 198,36	753 166,29	775 761,28	810 670,54	847 150,71
5.2	Расходы на амортизацию основных фондов	тыс.руб./год	43 602,50	49 363,78	50 082,50	50 801,22	51 519,93	52 238,65	52 943,52
5.3	Ремонт основных средств (текущий и капитальный)	тыс.руб./год	8 720,50	9 872,76	10 016,50	10 160,24	10 303,99	10 447,73	10 588,70
5.4	Прочие затраты	тыс.руб./год	4 360,25	4 936,38	5 008,25	5 080,12	5 151,99	5 223,87	5 294,35
6	Полная себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб/Гкал	8 727,56	9 220,88	9 654,10	10 019,84	10 307,63	10 746,04	11 203,44

Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой электрокотельными, показана на рисунке 45.



Рисунок 45. Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой новыми электрокотельными

Проведенные расчеты показали, что наибольшая доля текущих затрат приходится на топливо.

На топливную составляющую приходится от 57,1% (в варианте с угольной котельной) до 95,8% (в варианте с электрокотельными). Для электрокотельных под топливной составляющей понимается расход электроэнергии, используемой в технологическом процессе.

Удельные затраты на топливо (электроэнергию для электродкотельных) по вариантам представлены на рисунке 46.

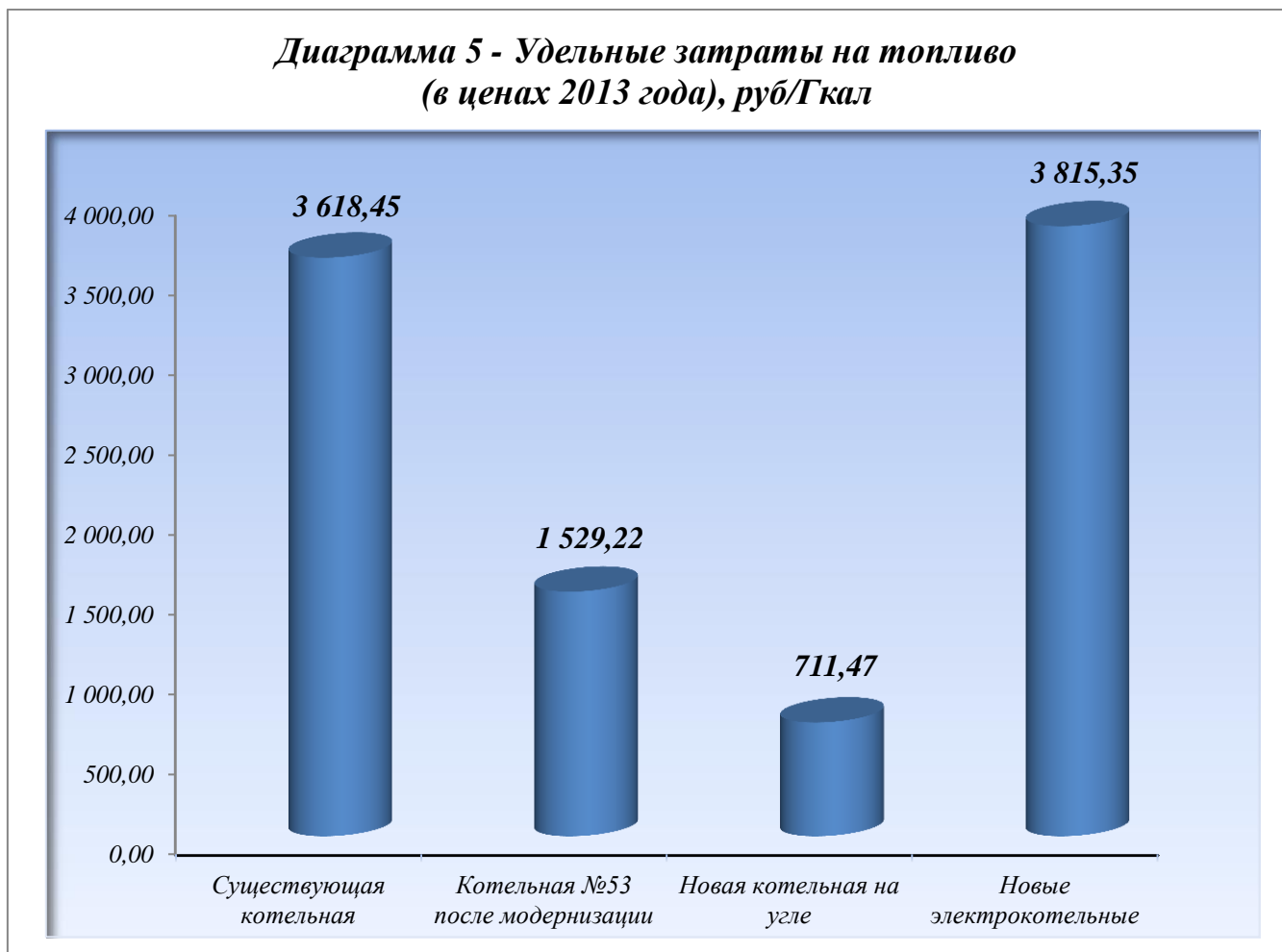


Рисунок 46. Удельные затраты на топливо (в ценах 2013 года), руб/Гкал

Динамика изменения затрат на топливо (электроэнергию для электродкотельных) в течение периода планирования приведена на рисунке 47.

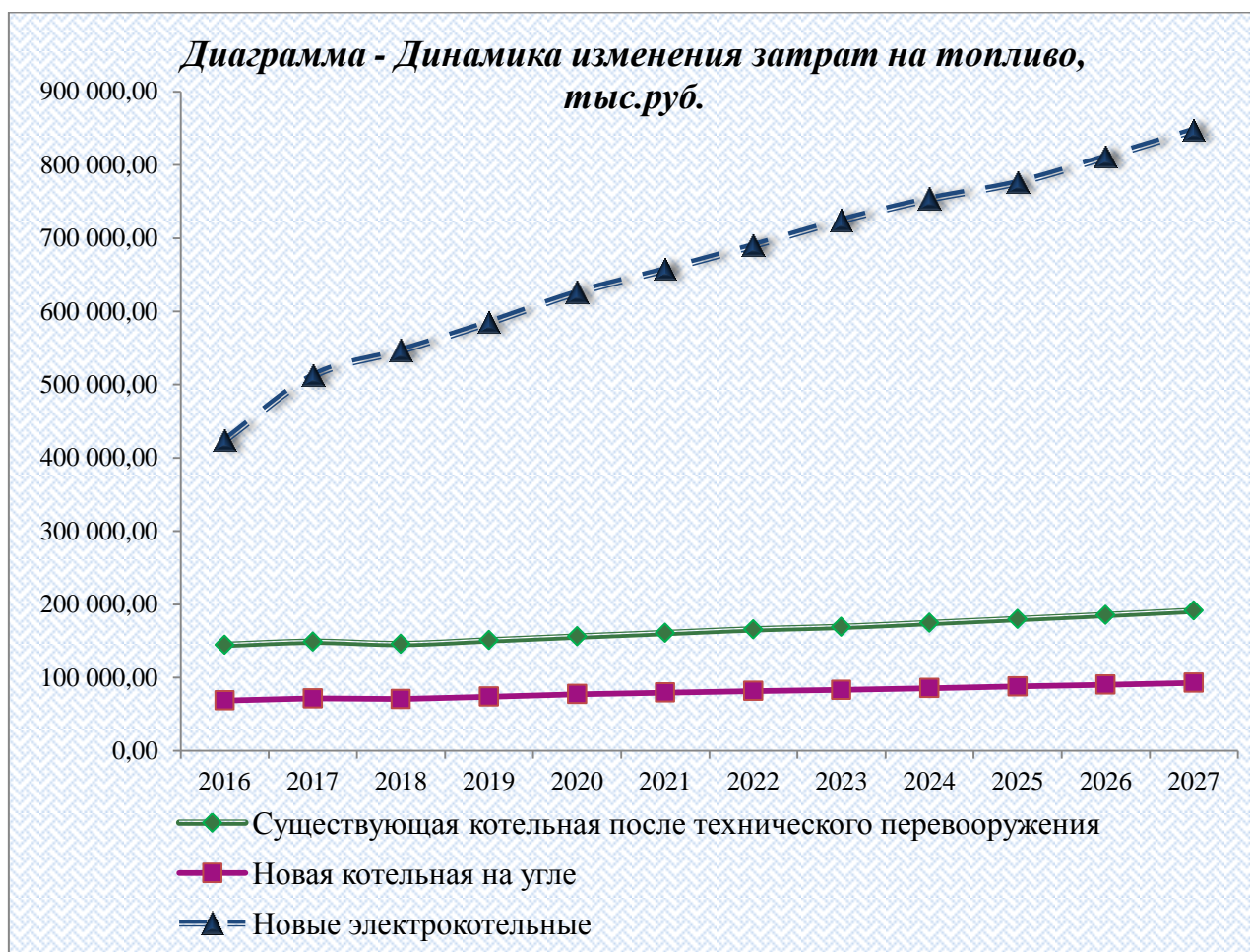


Рисунок 47. Динамика изменения затрат на топливо

Тарифы на тепловую энергию

В соответствии с Постановлением № 63/1 от 25.12.2012 Управления по тарифному регулированию Мурманской области тариф на тепловую энергию для потребителей ОАО «РЭУ» (филиал ОАО «РЭУ» «Мурманский») в ЗАТО Заозерск с 01.07.2013 установлен в размере 1 943,52 руб/Гкал.

Индексы роста цен на тепловую энергию приняты в соответствии со Сценарными условиями развития электроэнергетики на период до 2030 г., разработанными ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году.

Динамика изменения тарифа на тепловую энергию в течение периода планирования (с 2013 по 2027 годы), а одновременно и динамика себестоимости тепловой энергии, отпускаемой от рассматриваемых вариантов источника теплоснабжения, представлены на рисунке 48.

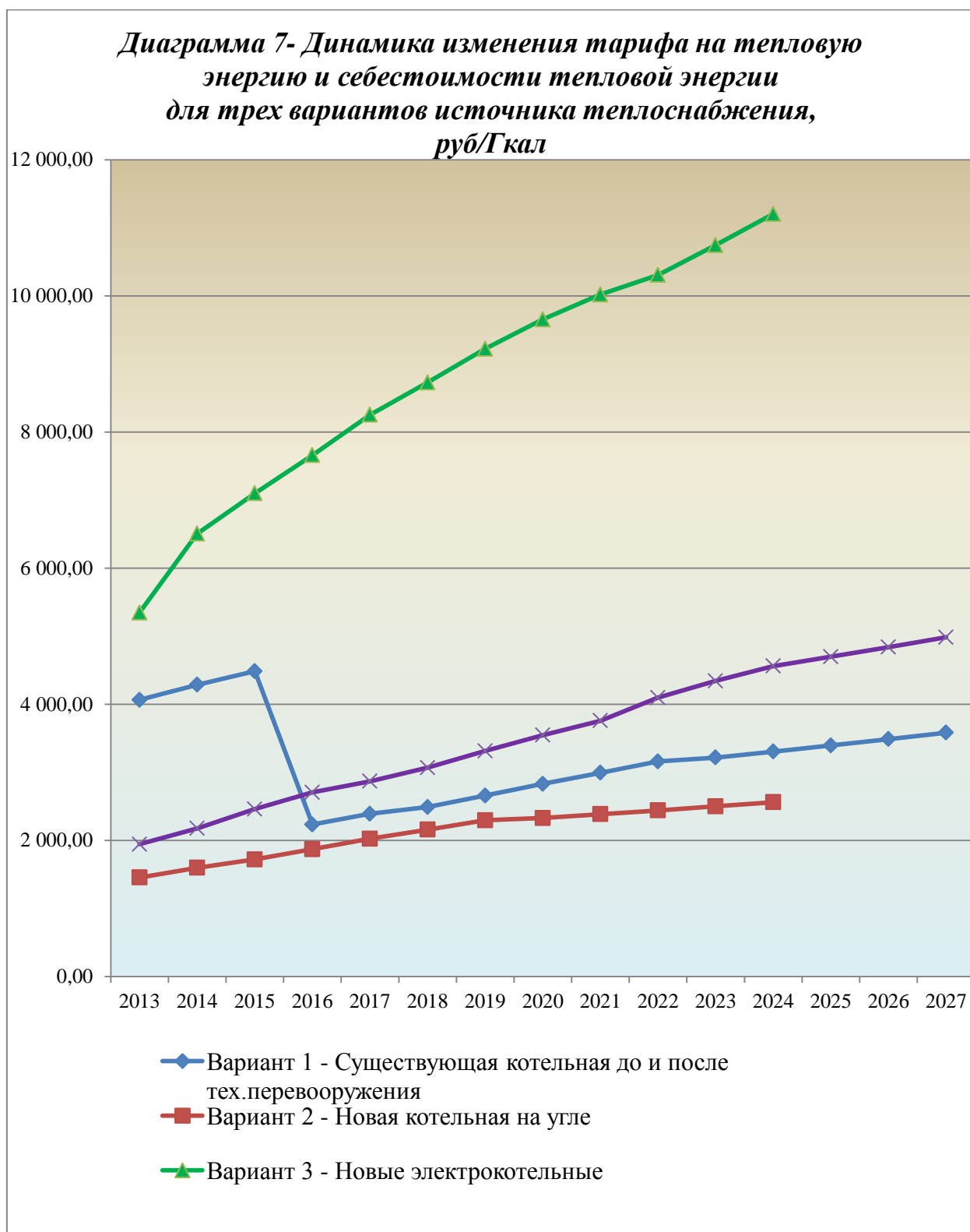


Рисунок 48. Динамика изменения тарифа на тепловую энергию и себестоимости тепловой энергии для трех вариантов источника теплоснабжения

Как видно из диаграммы на рисунке 48, техническое перевооружение существующей котельной приводит к значительному сокращению текущих затрат.

В основном это происходит из-за более высокого КПД новых котлов по сравнению с существующими, а соответственно, снижению удельного расхода топлива на единицу вырабатываемой тепловой энергии.

Значительный вклад в снижение производственных издержек вносит перевод основного оборудования котельной с дорогого флотского мазута марки ф-5 на более дешевый мазут марки м-100, разница в цене которых весьма существенна.

Нельзя не отметить, значительное сокращение затрат на ремонт основных производственных фондов, к которому приводит замена устаревшего оборудования с давно истекшим сроком полезного использования на новое.

Себестоимость тепловой энергии, отпускаемой электрокотельными, является самой высокой и значительно превышает установленный тариф на тепловую энергию. Это связано с большими объемами потребляемой электроэнергии, а также более интенсивными темпами роста цены на электроэнергию, чем на мазут или уголь.

Из диаграммы видно, что минимальная себестоимость отпускаемой тепловой энергии характерна для угольных котельных. Низкая стоимость угля позволяет сократить топливную составляющую в себестоимости до 711 руб/Гкал (как видно из диаграммы 5), что практически в 2 раза ниже, чем аналогичный показатель у котельной, работающей на мазуте.

Однако, не смотря на явное преимущество, заключающееся в низких затратах на топливо, угольные котельные имеют и ряд недостатков:

1. организация топливохранилища (нужно место для его размещения);
2. обеспечение своевременной поставки топлива на котельную. При поставке топлива в больших объемах необходима организация подъездных путей и системы разгрузки железнодорожных вагонов;
3. необходимость автоматизации транспортировки угля к котлам и транспортировки золы и шлама от котлов;
4. организация золоотвала (необходимо предусмотреть место для его размещения);
5. экологический аспект (высокий уровень выбросов загрязняющих веществ в атмосферу; необходимость в организации санитарно-защитной зоны вокруг котельной и золоотвала).

Эффективность инвестиций

На основании вышеприведенных данных об экономическом окружении проекта, текущих затратах по вариантам мероприятий, ценах и тарифах были проведены расчеты экономической эффективности инвестиций для трех вариантов мероприятий по источнику теплоснабжения в г.Заозерск.

Расчеты выполнены в текущих ценах. Расчетный период составил 15 лет, с шагом 1 год.

Результаты расчетов приведены в таблице 61.

Таблица 61. Результаты расчетов эффективности инвестиций в мероприятия в соответствии со схемой теплоснабжения

№ п/п	Варианты мероприятий	Показатели эффективности			
		Простой срок окупаемости	Дисконтированный срок окупаемости	NPV	IRR
1	Вариант 1: 1. Техническое перевооружение котельной №53; 2. Перекладка тепловых сетей; 3. Переход с открытой на закрытую системы теплоснабжения	14 лет	Не достигается в периоде планирования	- 366	0%
2	Вариант 2: 1. Строительство новой котельной на твердом топливе (каменном угле); 2. Перекладка тепловых сетей; 3. Переход с открытой на закрытую системы теплоснабжения	11 лет	Не достигается в периоде планирования	- 61	8%
3	Вариант 3: 1. Строительство новых электродкотельных; 2. Перекладка тепловых сетей; 3. Переход с открытой на закрытую системы теплоснабжения	Не достигается в периоде планирования	Не достигается в периоде планирования	- 3 457	0%

Из таблицы видно, что простой срок окупаемости для наиболее ожидаемого варианта 1 составит 14 лет с момента вложения первых инвестиций. Учитывая, что отпуск тепловой энергии от модернизированной котельной будет производиться только с 2016 года, инвестиции окупятся через 12 лет после ввода котельной в эксплуатацию.

Для достижения лучших показателей эффективности инвестиций в 1 вариант целесообразно ввести в тариф на тепловую энергию инвестиционную составляющую.

В таблице 62 приведены результаты расчетов эффективности инвестиций при частичном финансировании 1 варианта за счет введения в тариф инвестиционной составляющей.

Таблица 62. Результаты расчетов эффективности инвестиций в вариант 1 при частичном финансировании за счет введения в тариф инвестиционной составляющей

№ п/п	Доля капитальных затрат, финансируемая за счет инвестиционной составляющей в тарифе	Показатели эффективности			
		Простой срок окупаемости	Дисконтированный срок окупаемости	NPV	IRR
1	20%	10,7	Не достигается в периоде планирования	-47	8
2	30%	9,5	12,1	86	13
3	40%	7,7	9,3	238	20

В таблице 63 приведен график финансирования мероприятий по развитию системы теплоснабжения г.Заозерска(по варианту 1) при частичном финансировании за счет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию.

Таблица 63. График финансирования мероприятий по развитию системы теплоснабжения г.Заозерска(по варианту 1) при частичном финансировании за счет инвестиционной составляющей в тарифе (без НДС, в ценах соответствующих лет)

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Объемы финансовых вложений по годам реализации проектов							
			2013 (базовый)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Суммарный объем финансирования мероприятий по варианту 1 по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	тыс.руб.	0,00	147 374,59	171 935,30	142 476,84	151 167,93	160 389,17	169 050,18	175 305,04
20% капитальных вложений финансируется за счет инвестиционной составляющей в тарифе										
2	Сумма капиталовложений за счет инвестиционной составляющей в тарифе	тыс.руб./год	0,00	0,00	0,00	7 123,84	30 233,59	46 512,86	50 715,06	52 591,51
3	Сумма капиталовложений из других источников	тыс.руб./год	0,00	147 374,59	171 935,30	135 353,00	120 934,34	113 876,31	118 335,13	122 713,53
30% капитальных вложений финансируется за счет инвестиционной составляющей в тарифе										
4	Сумма капиталовложений за счет инвестиционной составляющей в тарифе	тыс.руб./год	0,00	0,00	0,00	7 123,84	27 210,23	48 116,75	59 167,56	50 559,90
5	Сумма капиталовложений из других источников	тыс.руб./год	0,00	147 374,59	171 935,30	135 353,00	123 957,70	112 272,42	109 882,62	124 745,14
40% капитальных вложений финансируется за счет инвестиционной составляющей в тарифе										
6	Сумма капиталовложений за счет инвестиционной составляющей в тарифе	тыс.руб./год	0,00	0,00	0,00	9 973,38	33 256,94	56 136,21	81 144,09	105 183,02
7	Сумма капиталовложений из других источников	тыс.руб./год	0,00	147 374,59	171 935,30	132 503,46	117 910,98	104 252,96	87 906,10	70 122,02

Таблица 63 (продолжение). График финансирования мероприятий по развитию системы теплоснабжения г.Заозерска(по варианту 1) при частичном финансировании за счет инвестиционной составляющей в тарифе (без НДС, в ценах соответствующих лет)

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Объемы финансовых вложений по годам реализации проектов							
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Итого за весь период планиро- вания
1	Суммарный объем финансирования мероприятий по варианту 1 по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	тыс.руб.	181 966,63	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94	1 517 136,65
20% капитальных вложений финансируется за счет инвестиционной составляющей в тарифе										
2	Сумма капиталовложений за счет инвестиционной составляющей в тарифе	тыс.руб./год	54 589,99	26 818,78	10 368,51	3 587,50	5 585,74	7 581,72	7 718,19	303 427,28
3	Сумма капиталовложений из других источников	тыс.руб./год	127 376,64	6 477,65	24 193,19	32 287,54	31 652,55	30 326,87	30 872,75	1 213 709,37
30% капитальных вложений финансируется за счет инвестиционной составляющей в тарифе										
4	Сумма капиталовложений за счет инвестиционной составляющей в тарифе	тыс.руб./год	45 491,66	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94	455 140,92
5	Сумма капиталовложений из других источников	тыс.руб./год	136 474,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 061 995,73
40% капитальных вложений финансируется за счет инвестиционной составляющей в тарифе										
6	Сумма капиталовложений за счет инвестиционной составляющей в тарифе	тыс.руб./год	103 690,10	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94	606 854,72
7	Сумма капиталовложений из других источников	тыс.руб./год	78 276,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	910 281,93

10.4. Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

В соответствии с Постановлением № 63/1 от 25.12.2012 Управления по тарифному регулированию Мурманской области тариф на тепловую энергию для потребителей ОАО «РЭУ» (филиал ОАО «РЭУ» «Мурманский») в ЗАТО Заозерск с 01.07.2013 установлен в размере 1 943,52 руб/Гкал.

Как показали расчеты по оценке эффективности инвестиций в развитие системы теплоснабжения г.Заозерска, наилучший экономический эффект от проводимых мероприятий достигается при введении в тариф инвестиционной составляющей в размере 30-40 % от общего объема капиталовложений.

В таблице 64 приведены ценовые последствия для потребителей при введении в тариф инвестиционной составляющей для реализации мероприятий по развитию системы теплоснабжения г.Заозерска.

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию при введении инвестиционной составляющей приведена на диаграмме на рисунке 49.

Таблица 64. Ценовые последствия для потребителей при введении в тариф инвестиционной составляющей (в ценах соответствующих лет, без НДС) – 2013 – 2020 годы

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Значения по годам							
			2013 (базовый)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Индекс изменения цен на тепловую энергию (в соответствии со Сценарными условиями...)		1,00	1,12	1,13	1,10	1,06	1,07	1,08	1,07
2	Тариф на тепловую энергию без учета инвестиционной составляющей	руб./ Гкал	1 943,52	2 176,74	2 459,72	2 705,69	2 868,03	3 068,79	3 314,30	3 546,30
3	Отпуск тепловой энергии потребителю	тыс.Гкал/год	100,33	98,62	98,30	97,52	97,27	95,67	95,67	95,67
4	Выручка от реализации в текущих ценах (без учета инвестиционной составляющей)	тыс.руб./год	194 998,63	214 662,85	241 779,50	263 868,33	278 986,71	293 576,77	317 062,91	339 257,31
5	Индекс-дефлятор инвестиций		1	1,07	1,065	1,06	1,061	1,061	1,054	1,037
6	Суммарный объем финансирования по годам реализации проекта в ценах соответствующих лет	тыс.руб.	0,00	147 374,59	171 935,30	142 476,84	151 167,93	160 389,17	169 050,18	175 305,04
30% инвестиций в тарифе										
7	Необходимая выручка от реализации тепловой энергии	тыс.руб./год	194 998,63	214 662,85	241 779,50	270 992,17	306 196,93	341 693,52	376 230,47	389 817,21
8	Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей	руб./ Гкал	1 943,52	2 176,74	2 459,72	2 778,74	3 147,76	3 571,76	3 932,78	4 074,81
9	Темп роста тарифа с учетом инвестиционной составляющей			1,12	1,13	1,13	1,13	1,13	1,10	1,04
40% инвестиций в тарифе										
10	Необходимая выручка от реализации тепловой энергии с учетом инвестиционной составляющей	тыс.руб./год	194 998,63	214 662,85	241 779,50	273 841,71	312 243,65	349 712,97	398 207,00	444 440,33
11	Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей	руб./ Гкал	1 943,52	2 176,74	2 459,72	2 807,96	3 209,92	3 655,59	4 162,51	4 645,79
12	Темп роста тарифа с учетом инвестиционной составляющей			1,12	1,13	1,14	1,14	1,14	1,14	1,12

Таблица 64 (продолжение). Ценовые последствия для потребителей при введении в тариф инвестиционной составляющей (в ценах соответствующих лет, без НДС) – 2021 – 2027 годы

№ п/п	Мероприятие по схеме теплоснабжения	Ед.изм.	Значения показателей по годам						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Индекс изменения цен на тепловую энергию (в соответствии со Сценарными условиями)		1,06	1,09	1,06	1,05	1,03	1,03	1,03
2	Тариф на тепловую энергию без учета инвестиционной составляющей	руб./Гкал	3 759,08	4 097,39	4 343,24	4 560,40	4 697,21	4 838,13	4 983,27
3	Отпуск тепловой энергии потребителю	тыс.Гкал/год	95,67	95,67	89,93	89,93	89,93	89,93	89,93
4	Выручка от реализации в текущих ценах (без учета инвестиционной составляющей)	тыс.руб./год	359 612,75	391 977,90	390 606,46	410 136,79	422 440,89	435 114,12	448 167,54
5	Индекс-дефлятор инвестиций		1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,018	1,018
6	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов	тыс.руб.	181 966,63	33 296,43	34 561,70	35 875,04	37 238,29	37 908,58	38 590,94
30% инвестиций в тарифе									
7	Необходимая выручка от реализации тепловой энергии с инвестиционной составляющей	тыс.руб./год	405 104,41	425 274,33	425 168,16	446 011,83	459 679,18	473 022,70	486 758,48
8	Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей	руб./Гкал	4 234,61	4 445,45	4 727,54	4 959,30	5 111,27	5 259,64	5 412,37
9	Темп роста тарифа с учетом инвестиционной составляющей		1,04	1,05	1,06	1,05	1,03	1,03	1,03
40% инвестиций в тарифе									
10	Необходимая выручка от реализации тепловой энергии с учетом инвестиционной составляющей	тыс.руб./год	463 302,85	425 274,33	425 168,16	446 011,83	459 679,18	473 022,70	486 758,48
11	Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей	руб./Гкал	4 842,96	4 445,45	4 727,54	4 959,30	5 111,27	5 259,64	5 412,37
12	Темп роста тарифа с учетом инвестиционной составляющей		1,04	0,92	1,06	1,05	1,03	1,03	1,03

Диаграмма - Динамика изменения тарифов на тепловую энергию с инвестиционной составляющей 20-30-40 %, руб/Гкал

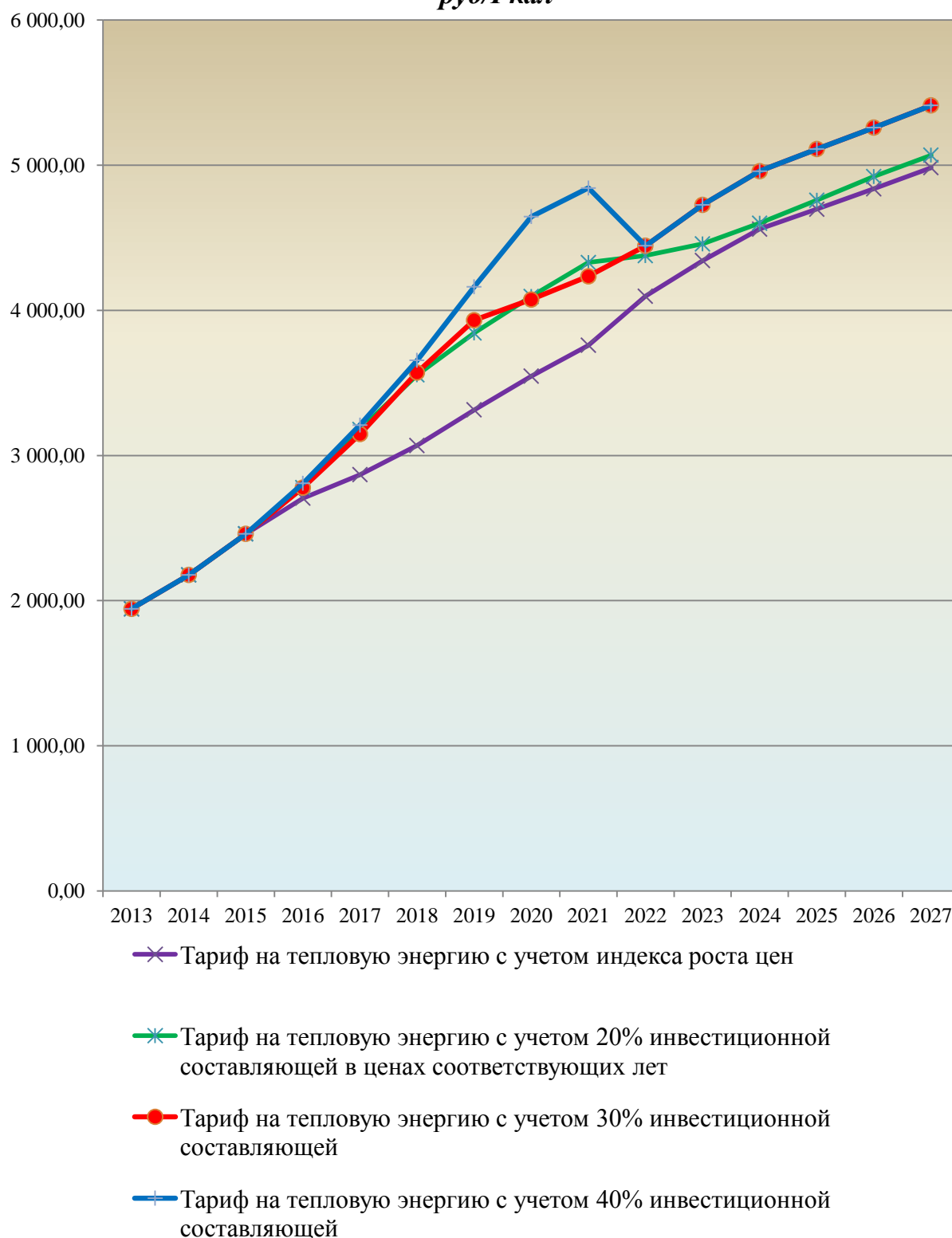


Рисунок 49. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию с инвестиционной составляющей 20-30-40 %

Из таблицы 64 и диаграммы на рисунке 49 видно, что темпы роста тарифа на тепловую энергию, спрогнозированные «Сценарными условиями развития электроэнергетики», в 2014 – 2015 году довольно высоки и составляют 12-13 % при отсутствии инвестиционной составляющей в тарифе.

Поэтому в первые два года предлагается финансировать проект из накоплений амортизационного фонда, а также нераспределенной прибыли теплоснабжающей и теплосетевой организации, без добавления в тариф инвестиционной составляющей.

Начиная с 2016 года, согласно «Сценарным условиям..», темпы роста цены на тепловую энергию начинают постепенно снижаться и остаются весьма стабильными вплоть до 2023 года - на уровне 6-8 %. С 2025 по 2027 гг. прогнозируется, что тариф на тепловую энергию будет расти в среднем на 3% в год.

Из диаграммы 8 видно, что при введении в тариф инвестиционной составляющей в объеме 30 % от суммы необходимых капитальных вложений, темпы роста тарифа на тепловую энергию в течение периода планирования являются наиболее плавными и максимально коррелируются с темпами роста тарифа на тепловую энергию, заложенными в «Сценарных условиях развития электроэнергетики до 2030 года».

Темпы роста тарифа на тепловую энергию, заложенные «Сценарными условиями...» до 2015 года на уровне 13 %, при введении в тариф 30% инвестиционной составляющей сохранятся на этом уровне до 2018 года. Начиная с 2020 года темпы роста тарифа с инвестиционной составляющей будут на уровне темпов роста тарифа, заложенных «Сценарными условиями» без инвестиционной составляющей, или даже ниже последних (например, в 2020 – 2022 гг.).

Кроме того, при отнесении 30 % инвестиционных затрат на тариф достигаются приемлемые экономические показатели эффективности, как показано в таблице 62. Простой срок окупаемости при этом варианте составит 9,5 лет с момента начала инвестиций, или 7,5 лет с момента ввода котельной после технического перевооружения в эксплуатацию. Дисконтированный срок окупаемости составит 12,1 лет (при ставке дисконта 10%). Внутренняя норма доходности проекта составит 13%.

11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Критерии определения единой теплоснабжающей организации определены постановлением Правительства Российской Федерации №808 от 08.08.2012 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации.

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

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

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения,

городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

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

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с нижеперечисленными критериями.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

систематическое (3 и более раз в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров теплоснабжения. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

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

В договоре теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией предусматривается право потребителя, не имеющего задолженности по договору, отказаться от исполнения договора теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией и заключить договор теплоснабжения с иной теплоснабжающей организацией (иным владельцем источника тепловой энергии) в соответствующей системе теплоснабжения на весь объем или часть объема потребления тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя.

При заключении договора теплоснабжения с иным владельцем источника тепловой энергии потребитель обязан возместить единой теплоснабжающей организации убытки, связанные с переходом от единой теплоснабжающей организации к теплоснабжению непосредственно от источника тепловой энергии, в размере, рассчитанном единой теплоснабжающей организацией и согласованном с органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

Размер убытков определяется в виде разницы между необходимой валовой выручкой единой теплоснабжающей организации, рассчитанной за период с даты расторжения договора до окончания текущего периода регулирования тарифов с учетом снижения затрат, связанных с обслуживанием такого потребителя, и выручкой единой теплоснабжающей организации от продажи тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в течение указанного периода без учета такого потребителя по установленным тарифам, но не выше суммы, необходимой для компенсации соответствующей части экономически обоснованных расходов единой теплоснабжающей организации по поставке тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя для нужд населения и иных категорий потребителей, которые не учтены в тарифах, установленных для этих категорий потребителей.

Отказ потребителя от исполнения договора теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией и заключение договора теплоснабжения с иным владельцем источника тепловой энергии допускается в следующих случаях:

- подключение теплопотребляющих установок потребителя к коллекторам источников тепловой энергии, принадлежащих иному владельцу источников тепловой энергии, с которым заключается договор теплоснабжения;
- поставка тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети, к которым подключен потребитель, только с источников тепловой энергии, принадлежащих иному владельцу источника тепловой энергии;
- поставка тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети, к которым подключен потребитель, с источников тепловой энергии, принадлежащих иным владельцам источников тепловой энергии, при обеспечении раздельного учета исполнения обязательств по поставке тепловой энергии, теплоносителя потребителям с источников тепловой энергии, принадлежащих разным лицам.

Отказ потребителя от исполнения договора теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией и заключение договора теплоснабжения с иным владельцем источника тепловой энергии допускается в следующих случаях:

- подключение теплопотребляющих установок потребителя к коллекторам источников тепловой энергии, принадлежащих иному владельцу источников тепловой энергии, с которым заключается договор теплоснабжения;
- поставка тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети, к которым подключен потребитель, только с источников тепловой энергии, принадлежащих иному владельцу источника тепловой энергии;
- поставка тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети, к которым подключен потребитель, с источников тепловой энергии, принадлежащих иным владельцам источников тепловой энергии, при обеспечении раздельного учета исполнения обязательств по поставке тепловой энергии, теплоносителя потребителям с источников тепловой энергии, принадлежащих разным лицам.

Заключение договора с иным владельцем источника тепловой энергии не должно приводить к снижению надежности теплоснабжения для других потребителей. Если по оценке единой теплоснабжающей организации происходит снижение надежности теплоснабжения для других потребителей, данный факт

доводится до потребителя тепловой энергии в письменной форме и потребитель тепловой энергии не вправе отказаться от исполнения договора теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией.

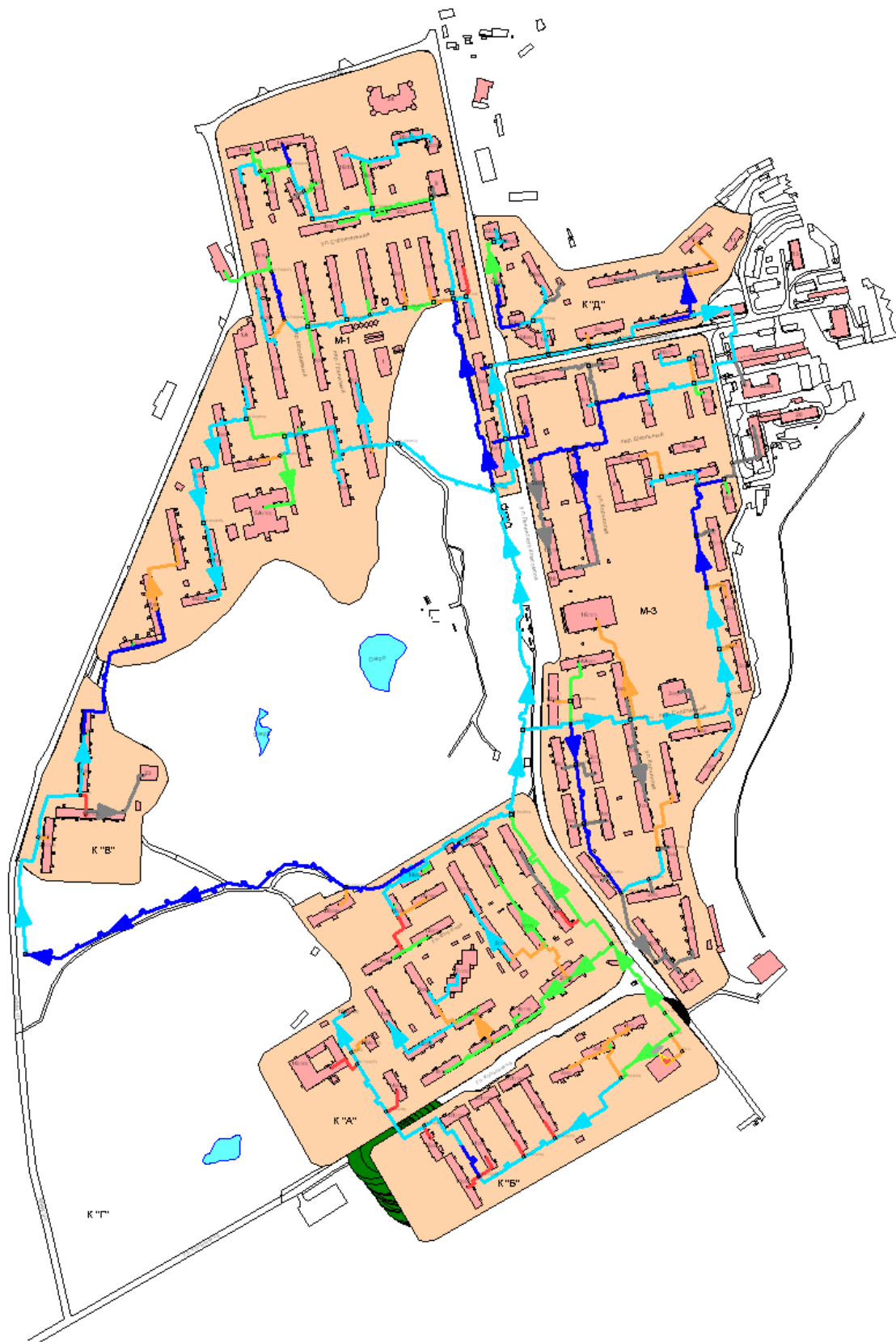
Потери тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях компенсируются теплосетевыми организациями (покупателями) путем производства на собственных источниках тепловой энергии или путем приобретения тепловой энергии и теплоносителя у единой теплоснабжающей организации по регулируемым ценам (тарифам). В случае если единая теплоснабжающая организация не владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии, она закупает тепловую энергию (мощность) и (или) теплоноситель для компенсации потерь у владельцев источников тепловой энергии в системе теплоснабжения на основании договоров поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя.

Таким образом, доминирующим критерием определения единой теплоснабжающей организации является владение на праве собственности или ином законном праве источниками тепловой энергии наибольшей мощности и тепловыми сетями наибольшей емкости.

Проектом схемы теплоснабжения ЗАТО город Заозерск предлагается создание МУП (муниципального унитарного предприятия), которое на праве собственности или договора аренды будет эксплуатировать источник централизованного теплоснабжения и все тепловые сети города.

Приложение А

Результаты расчета гидравлического режима



Приложение Б
Пьезометрические графики

