

**DEVICE
ENGINEERING**



Санкт-Петербург
Набережная Обводного
канала д. 28 стр.1
www.d-i.su
info@d-i.su



(812) 309-36-88

**ОБЩЕСТВО С ОРГАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ДИВАЙС ИНЖИНИРИНГ»**

«УТВЕРЖДАЮ»

«УТВЕРЖДАЮ»

**Генеральный директор
ООО «Дивайс Инжиниринг»**

**Глава администрации
Приозерского городского поселения
Приозерского муниципального
района Ленинградской области**



Доренский А.Н.



Соклаков А.Н.

« »

2022 г.

« »

2022 г.

**Актуализированная схема теплоснабжения
Приозерского городского поселения Приозерского муниципального
района Ленинградской области на период до 2031 г.**



Том 2

Обосновывающие материалы

Санкт-Петербург

2022 г.



АННОТАЦИЯ

Данная работа выполнена в соответствии с контрактом между Обществом с ограниченной ответственностью "Дивайс Инжиниринг" (ООО "Дивайс Инжиниринг") и администрацией Приозерского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области на выполнение работ по актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования Приозерское городское поселение Ленинградской области.

Отчетная документация по работе состоит из следующих материалов:

1. Актуализированная схема теплоснабжения Приозерского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской на период до 2031г.;
2. Обосновывающие материалы к актуализированной схеме теплоснабжения Приозерского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской на период до 2031г.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины и их определения, применяемые в настоящей работе, представлены в таблице ниже.

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Схема теплоснабжения	Документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Базовый режим работы источника тепловой энергии	Режим работы источника тепловой энергии, который характеризуется стабильностью функционирования основного оборудования (котлов, турбин) и используется для обеспечения постоянного уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями при максимальной энергетической эффективности функционирования такого источника
Пиковый режим работы источника тепловой энергии	Режим работы источника тепловой энергии с переменной мощностью для обеспечения изменяющегося уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями
Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация)	Теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации
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
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее - мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Инвестиционная программа	Программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, строительства,

Термины	Определения
организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения	капитального ремонта, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию исходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Надежность теплоснабжения	Характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения
Живучесть	Способность источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом сохранять свою работоспособность в аварийных ситуациях, а также после длительных (более пятидесяти четырех часов) остановок
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Топливо-энергетический баланс	Документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию субъекта Российской Федерации или муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц



Термины	Определения
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения
АИТП	Автоматизированный индивидуальный тепловой пункт - это комплекс устройств для распределения тепловой энергии в помещении и качественно-количественной регулировки теплоносителя одного здания/строения/сооружения на нужды отопления в соответствии с погодными условиями и фактическими потребностями. Используется для обслуживания группы потребителей (зданий, промышленных объектов). Чаще располагается в отдельном сооружении, но может быть размещен в подвальном или техническом помещении одного из зданий.
ЦТП	Центральный тепловой пункт - это комплекс устройств, расположенный в обособленном помещении, состоящий из элементов тепловых энергоустановок, обеспечивающих присоединение этих установок к тепловой сети, их работоспособность, управление режимами теплоснабжения, трансформацию, регулирование параметров теплоносителя и распределение теплоносителя по типам потребления.



ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применяются следующие сокращения:

МО – муниципальное образование;

УРЭ – удельный расход электроэнергии;

НТД – нормативно-техническая документация;

ПНС – повысительная насосная станция;

НСС – насосная станция смешения;

ДЦ – диспетчерский центр;

АДС – аварийно-диспетчерская служба;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

НСС ТЭЦ – начальник смены станции ТЭЦ;

ТКП – технико-коммерческое предложение;

ПИР – проектно-изыскательские работы;

ПРК – программно-расчетный комплекс;

ГИС – геоинформационная система;

ХВС – холодное водоснабжение;

ГВС – горячее водоснабжение;

ОВ – отопление/вентиляция;

ТСО – теплоснабжающая(ие) организация(и); ОЭТС – организации, эксплуатирующие тепловые сети; ЧРП – частотно-регулируемый привод.

ГРП – газораспределительный пункт

ЖКС – жилищно-коммунальный сектор;

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;

ПГУ – парогазовая установка;

ВПУ – водоподготовительная установка;

ХВО – химводоочистка;

ТК – тепловая камера;

ЦТП – центральный тепловой пункт;

АИТП – автоматизированный индивидуальный тепловой пункт.



СОСТАВ ПРОЕКТА

Наименование	Примечание
Схема теплоснабжения Приозерского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской на период до 2031 г. Утверждаемая часть	
Схема теплоснабжения Приозерского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской на период до 2031 г. Обосновывающие материалы	
Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	
Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	
Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения	
Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	
Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения	
Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	
Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
Глава 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	
Глава 10 Перспективные топливные балансы	
Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения	
Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию	
Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения городского поселения	
Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия	
Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций	
Глава 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	
Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	
Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	

Оглавление

АННОТАЦИЯ.....	2
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	3
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	26
ГЛАВА 1 - СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ..	27
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	27
1.1. Функциональная структура теплоснабжения.....	32
1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	32
1.1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....	33
1.1.3. Описание зон действия производственных котельных.....	34
1.1.4. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	35
1.1.5. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения городского поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	36
1.2. Источники тепловой энергии.....	37
1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.....	38
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	50
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	51
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.....	53
1.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплогенерирующего оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	53
1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....	53
1.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.....	54
1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования.....	54

1.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	55
1.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	55
1.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	55
1.2.12. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	55
1.2.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	55
1.3. Тепловые сети, сооружения на них.....	55
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	55
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.....	57
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.....	57
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	68
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	69
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	70
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	72
1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.....	72
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.....	78
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	79

1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	80
1.3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	80
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	84
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	85
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	86
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	86
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	87
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	87
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	88
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	88
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	88
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).....	89
1.3.23. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	89
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	90
1.4.1. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения.....	90
1.4.2. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	92
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	93

1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	93
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	94
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	106
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	106
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	107
1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	109
1.5.7. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	109
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.....	109
1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения.....	109
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии	112
1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.....	112
1.6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	113
1.6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.	113
1.6.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	113

1.7.	Балансы теплоносителя.....	113
1.7.1.	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	113
1.7.2.	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	114
1.7.3.	Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	114
1.8.	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	115
1.8.1.	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	115
1.8.2.	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	121
1.8.3.	Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	121
1.8.4.	Описание использования местных видов топлива	121
1.8.5.	Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	121
1.8.6.	Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	122
1.8.7.	Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа	122
1.8.8.	Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	122
1.9.	Надежность теплоснабжения.....	122
1.9.1.	Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	129
1.9.2.	Частота отключений потребителей.....	131

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	131
1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	131
1.9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"	131
1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте 1.9.5 настоящего пункта	132
1.9.7. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	132
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	133
1.10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	135
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	136
1.11.1. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	138
1.11.2. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	138
1.11.3. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	138
1.11.4. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	138
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения...	139

1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	139
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	139
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	139
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	139
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	140
1.12.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	140
2. ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	141
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	141
2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе	141
2.3. 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.....	141
2.3.1. Отопление и вентиляции.....	141
2.3.2. Горячее водоснабжение	147
2.4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе	151
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе	154
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии	

возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	154
2.7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения при актуализации схемы теплоснабжения на 2022 год.	154
2.7.1. Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	154
2.7.2. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки	154
2.7.3. Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии	155
2.7.4. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды	155
3. ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	156
3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения и с полным топологическим описанием связности объектов	157
3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения	158
3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное	159
3.4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть	159
3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии ..	160
3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку	169
3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя	171
3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения	173
3.9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения	177
3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей	184
3.11. Изменения гидравлических режимов, определяемые в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, с учетом изменений в составе оборудования источников тепловой энергии, тепловой сети и	

	телопотребляющих установок за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	189
4.	ГЛАВА 4 «СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ»	190
4.1.	Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки	190
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 источника тепловой энергии	196
4.3.	Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	197
4.4.	Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения при актуализации схемы теплоснабжения на 2022 год.	197
5.	ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ	198
5.1.	Базовые принципы разработки Мастер-плана	198
5.1.1.	Общие сведения	198
5.1.2.	Критерии выбора решений и варианты Мастер-плана при актуализации Схемы теплоснабжения на 2023 г.	198
5.2.	Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)	200
5.3.	Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения	202
5.3.1.	Перспективные балансы тепловой мощности	203
5.3.2.	Перспективные балансы теплоносителя	208
5.3.3.	Перспективные топливные балансы	209
5.3.4.	Тарифно-балансовая модель	212
5.4.	Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на	

	основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	213
5.5.	Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	214
6.	ГЛАВА 6 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ	215
6.1.	Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии	215
6.2.	Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения.....	215
6.3.	Сведения о наличии баков-аккумуляторов	215
6.4.	Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии	216
6.5.	Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.....	216
6.6.	Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	217
7.	ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	218
7.1.	Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в	

порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	218
7.1.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения.....	218
7.1.2. Определение условий индивидуального теплоснабжения	219
7.1.3. Определение условий поквартирного отопления.....	220
7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	221
7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	221
7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	222
7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	223
7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	223
7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	223
7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	239

7.9.	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	239
7.10.	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	239
7.11.	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	239
7.12.	Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения.....	240
7.13.	Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	240
7.14.	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения	240
7.15.	Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения	241
7.16.	Оценка финансовых потребностей в строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации источников тепловой энергии	248
7.17.	Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии	250
8.	ГЛАВА 8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	251
8.1.	Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).....	251
8.2.	Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	251
8.3.	Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	252
8.4.	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения,	

	в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	252
8.5.	Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	252
8.6.	Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	254
8.7.	Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	254
8.8.	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций	270
8.9.	Предложения по переводу потребителей с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения.....	270
8.10.	Оценка финансовых потребностей в строительстве и реконструкции тепловых сетей	293
8.11.	Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.....	302
9.	ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	303
9.1.	Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения	303
9.1.1.	Организация индивидуальных тепловых пунктов	303
9.1.2.	Строительство центральных тепловых пунктов.....	307
9.1.3.	Организация четырехтрубной системы централизованного теплоснабжения	309
9.1.4.	Преимущества и недостатки выбора четырехтрубной системы	310
9.2.	Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии	310
9.3.	Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения	311
9.4.	Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения	312

9.5.	Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения	313
9.6.	Предложения по источникам инвестиций.....	315
9.7.	Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов	318
10.	ГЛАВА 10 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	319
10.1.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения	319
10.1.1.	Перспективные топливные балансы источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	319
10.1.2.	Перспективные топливные балансы котельных.....	319
10.2.	Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.....	323
10.3.	Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива	326
10.4.	Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	326
10.5.	Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	328
10.6.	Приоритетное направление развития топливного баланса	328
10.7.	Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии	328
11.	ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	329
11.1.	Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения	336
11.2.	Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения	337

11.3.	Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам	338
11.4.	Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки	338
11.5.	Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии	338
11.6.	Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них	339
12.	ГЛАВА 12 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	340
12.1.	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	340
12.2.	Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	348
12.3.	Расчеты экономической эффективности инвестиций	353
12.4.	Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения	354
12.5.	Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности	355
13.	ГЛАВА 13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.....	356
13.1.	Результаты оценки существующих и перспективных значений индикаторов развития систем теплоснабжения.....	356
13.2.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях.....	357
13.3.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	357

- 13.4. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных).....357
- 13.5. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети.....358
- 13.6. Коэффициент использования установленной тепловой мощности.....358
- 13.7. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.....359
- 13.8. Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского поселения, города федерального значения)359
- 13.9. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии359
- 13.10. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....360
- 13.11. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии360
- 13.12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского поселения).....360
- 13.13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского поселения)360
- 13.14. Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.....361
- 13.15. Целевые значения ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии361
- 13.16. Существующие и перспективные значения целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского поселения, подлежащие достижению каждой единой теплоснабжающей организацией, функционирующей на территории такого поселения, городского поселения361

13.17. Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения	362
14. ГЛАВА 14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	363
14.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.....	363
14.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.....	365
14.3. Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения	365
15. ГЛАВА 15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	366
15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения	366
15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.....	366
15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации.....	367
15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	371
15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)	371
15.6. Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений.....	371
16. ГЛАВА 16 РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	373
16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	373
16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них	373
16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения	373
16.4. Сводная стоимость мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения	373
17. ГЛАВА 17 ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	393



17.1.	Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения.....	393
17.2.	Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения	393
17.3.	Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения	393
18.	СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	394
18.1.	Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения	394



ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки и актуализации Схемы теплоснабжения Приозерского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской до 2031 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ "О теплоснабжении", направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

1. Схема теплоснабжения поселения, городского округа — документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.
2. Схема теплоснабжения разрабатывается на 15 лет, в том числе на начальный период в 5 лет и на последующие пятилетние периоды с расчетным сроком до 2031 года.
3. Цель Схемы теплоснабжения - удовлетворение спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель для обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом (с соблюдением принципа минимизации расходов) при минимальном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрения энергосберегающих технологий.

ГЛАВА 1 - СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Приозерское городское поселение расположено в северной части Приозерского муниципального района Ленинградской области. На юге граница Приозерского городского поселения проходит по смежеству с Ларионовским сельским поселением, на западе и севере проходит по смежеству с Севастьяновским сельским поселением.

Административный центр – город Приозерск расположен к северу от города Санкт-Петербург и связан с ним железной и автомобильными дорогами.

В состав Приозерского городского поселения в соответствии с областным законом Ленинградской области от 15.06.2010 № 32-оз «Об административно-территориальном устройстве Ленинградской области и порядке его изменения» (с последующими изменениями) входят четыре населённых пункта:

- посёлок Бригадное общей площадью 213,3 га, границы населённого пункта внесены в Единый государственный реестр недвижимости за номером 47:03-4.58, идентификационный номер: 966554616;
- посёлок Бурнево общей площадью 46,5 га, границы населённого пункта внесены в Единый государственный реестр недвижимости за номером 47:03-4.66, идентификационный номер: 966554730;
- город Приозерск общей площадью 2009,0 га, границы населённого пункта внесены в Единый государственный реестр недвижимости за номером 47:03-4.13, идентификационный номер: 966554452. Границы города Приозерск пересекают границу Приозерского городского поселения;
- посёлок Сторожевое общей площадью 1,4 га, границы населённого пункта внесены в Единый государственный реестр недвижимости за номером 47:03-4.87, идентификационный номер: 966554183.

В соответствии со сведениями графического описания границы, внесёнными в Единый государственный реестр недвижимости (реестровый номер: 47:03-3.13, идентификационный номер: 966554486), площадь территории Приозерского городского поселения, полученная путём измерения в программе MapInfo, на основании сведений Единого государственного реестра недвижимости составляет 45476,2 га.

Таблица 1. Сведения о площади земель различных категорий

№ п/п	Наименование показателя	Площадь земель, га	Процент от общей площади земель
1	Земли сельскохозяйственного назначения	53,1	0,09
2	Земли населенных пунктов	2270,2	4,1
2.1	посёлок Бригадное	213,3	0,4
	в том числе		
	лесные кварталы Приозерского лесничества Ленинградской области	21,6	
2.2	поселок Бурнево	46,5	0,08
	в том числе		



№ п/п	Наименование показателя	Площадь земель, га	Процент от общей площади земель
	лесные кварталы Приозерского лесничества Ленинградской области	1,2	
2.3	город Приозерск	2009,0*	3,6
	в том числе		
	лесные кварталы Приозерского лесничества Ленинградской области	660,5	
2.4	поселок Сторожевое	1,4	
	в том числе		
	лесные кварталы Приозерского лесничества Ленинградской области	1,4	0,002
3	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	593,9	1,1
4	Земли лесного фонда	4441,0	8,1
5	Земли водного фонда	47563,6	86,4
6	Земли запаса	12,6	0,02
7	Категории земель не определена в связи с имеющимися противоречиями в сведениях государственных реестров	85,5	0,1
	Общая площадь земель различных категорий	55019,9	100
	* Граница города Приозерск пересекает границу Приозерского городского поселения. Площадь части территории населённого пункта, находящейся за границами Приозерского городского поселения составляет 0,9 га		

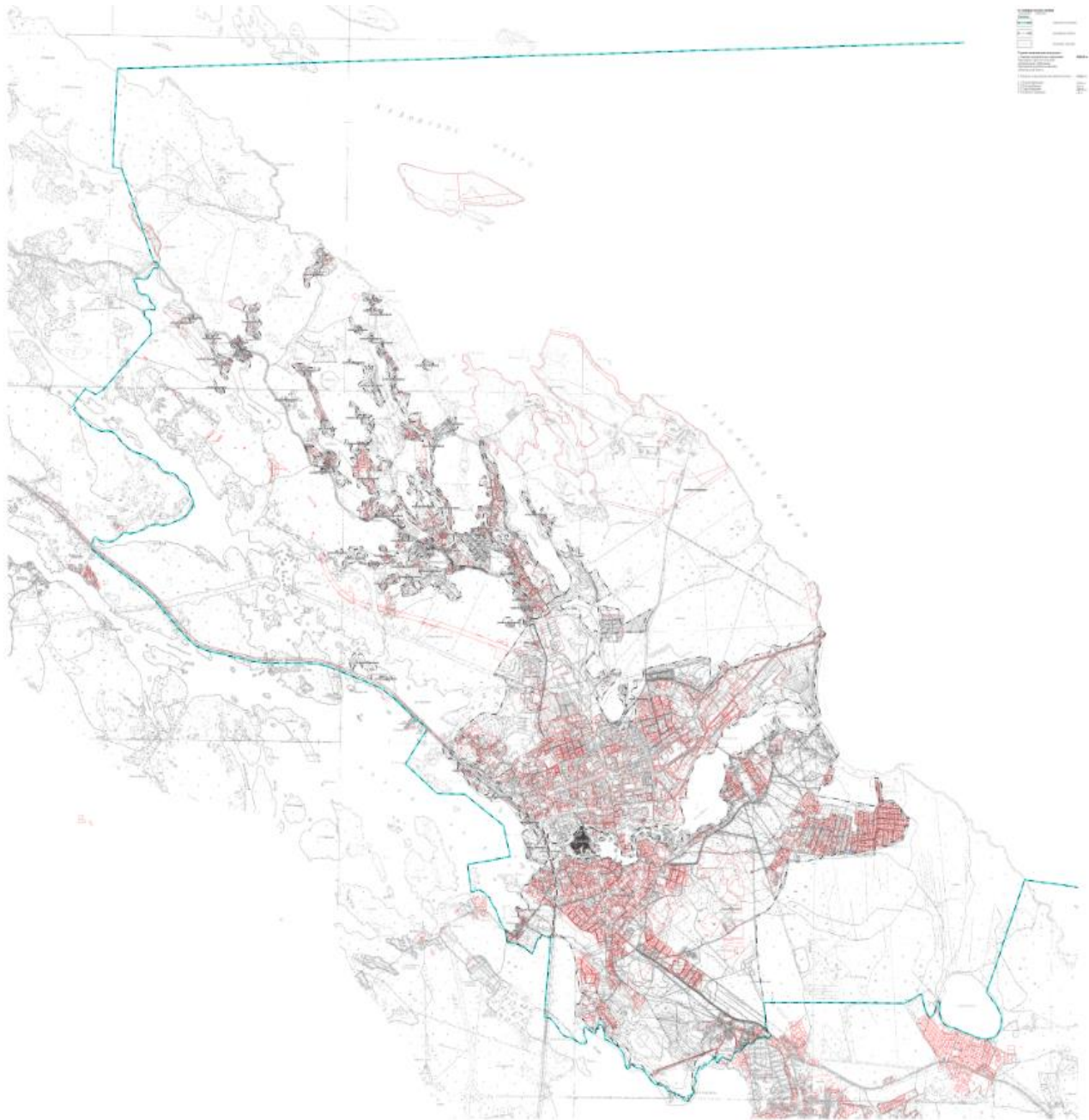


Рисунок 1. Границы территории Приозерского городского поселения

Климат Приозерского городского поселения характеризуется, как переходный - от морского к континентальному с довольно мягкой зимой и прохладным летом.

В соответствии с СП 131.13330.2020 Приозерское городское поселение попадает в подрайон II В умеренного климата.

В целом климатические условия Приозерского городского поселения не вызывают ограничений для хозяйственного освоения территории и строительства, а также развития различных форм рекреации.

В таблице 2 представлены нормативно-расчетные данные холодного и теплого периодов согласно СНиП 23-01-99 и СП 131.13330.2020. В таблице 3 – среднемесячные температуры согласно СНиП 23-01-99 и СП 131.13330.2020.

Таблица 2. Нормативно-расчетные климатологические данные холодного и теплого периода года

Наименование	СНиП 23-01-99 СП 131.13330.2020	
	Ед. изм	Значение
1. Климатические параметры холодного периода года		
Абсолютная минимальная температура	°С	-38
Температура воздуха наиболее холодных суток:		
-обеспеченностью 0,98	°С	-32
-обеспеченностью 0,92	°С	-29
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки:		
-обеспеченностью 0,98	°С	-29
-обеспеченностью 0,92	°С	-26
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}$	°С	-1,9
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}$	сут	221
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}$	м/с	3,7
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	%	86
Количество осадков за ноябрь - март	мм	264
Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль		Ю
2. Климатические параметры теплого периода года		
Абсолютная максимальная температура воздуха	°С	35
Температура воздуха:		
-обеспеченностью 0,98	°С	24
-обеспеченностью 0,95	°С	21
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	°С	22,4
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца	%	73
Количество осадков за апрель - октябрь	мм	436
Суточный максимум осадков	мм	76
Преобладающее направление ветра за июнь - август		ЮЗ

Таблица 3. Среднемесячная температура наружного воздуха, °С

СНиП 23-01-99, СП 131.13330.2012												
январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
-7,7	-7,6	-3,0	2,8	10,2	15,2	18,1	16,3	10,9	5,1	0	-4,3	4,7

Приозерское городское поселение расположено на северном рукаве реки Вуокса, самой крупной реки Карельского перешейка, при ее впадении в Ладожское озеро. Территория города Приозерск приурочена к юго-восточной части Балтийского кристаллического щита, эродированная поверхность которого прикрыта рыхлыми отложениями.

Территория Приозерского городского поселения представляет собой холмистую равнину, с возвышающимися отдельными холмами и грядами, сложенными кристаллическими породами. В основе четвертичных отложений залегают в большинстве случаев устойчивые грунты (пески, супеси, суглинки).

Самые крупные водные объекты Приозерского городского поселения – река Вуокса и входящие в ее состав многочисленные озера и протоки, а также Ладожское озеро. Данные объекты являются уникальными для всего северо-западного региона и могут служить не только элементами хозяйственной деятельности, но и аттракции.

При подъеме уровня воды в Ладожском озере и реке Вуокса до отметки 1 % обеспеченности возможно подтопление территории города Приозерск.

Образование внутриводного льда в предледоставный период может привести к нарушению целостности водозаборного сооружения, расположенного на Ладожском озере.

Городское поселение богато запасами пресной воды, однако, в частности, река Вуокса не рекомендуется для использования в качестве источника водоснабжения.

Приозерское городское поселение расположено в пределах балтийского бассейна подземных вод, охватывающего всю северную часть Приозерского муниципального района. В гидрогеологическом отношении территория не обеспечена ресурсами пресных подземных вод, в том числе город Приозерск.

Водоносные горизонты четвертичных пород имеют между собой гидравлическую связь и испытывают сезонные колебания.

В соответствии данными Управления Федеральной службы государственной статистики по город Санкт-Петербургу и Ленинградской области (Петростат) по состоянию на 01.01.2021 года численность населения в Приозерском городском поселении составляет 17,95 тысяч человек.

Приозерское городское поселение имеет выгодное экономико-географическое положение. По числу занятых и объему производства в экономике поселения лидирует лесоперерабатывающая промышленность. Действующих крупных сельскохозяйственных предприятий на территории Приозерского городского поселения нет. Инвестиционная деятельность осуществляется за счет собственных средств градообразующих предприятий. Сфера услуг в поселении развита достаточно хорошо. В туристско-рекреационном комплексе Приозерского муниципального района значение Приозерского городского поселения развито недостаточно: город Приозерск выступает промежуточным пунктом следования туристов из города Санкт-Петербург. Местное население в полной мере обеспечено рекреационными территориями.

Таблица 4. Список промышленных предприятий

№ п/п	Предприятие	Продукция	Численность занятых, человек
1	ОАО «Лесплитинвест»	древесноволокнистые плиты средней плотности, пиломатериалы, технологической и топливной щепы, услуги по погрузочно-разгрузочным работам на причале, обработка судов типа река-море	650
2	ООО «Приозерский хлебокомбинат»	хлебобулочные изделия	213
3	Приозерский район электрических сетей филиала ПАО «Россети Ленэнерго» «Выборгские электрические сети»		77

№ п/п	Предприятие	Продукция	Численность занятых, человек
4	АО «Газпром газораспределение Ленинградская область» Приозерский район	газоснабжение	76
5	ООО «Лес-Мастер»	пиломатериалы, древесная шерсть, древесная мука; технологическая щепка или стружка	69
6	ОАО «Приозерский молочный завод»	молочные изделия	40

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

На 01.01.2022 года на территории г. Приозерска осуществляет свою деятельность Единая теплоснабжающая организация ООО «Энерго-Ресурс» на основании Постановления Администрации МО Приозерский муниципальный район №3227 от 27.09.2018 с определением зоны действия на территории МО Приозерское городское поселение МО Приозерский муниципальный район Ленинградской области с 01 октября 2018г.

ООО "Энерго-Ресурс" занимается производством и транспортировкой тепловой энергии. Организация является крупнейшим поставщиком тепловой энергии на территории города.

В собственности находятся один источник теплоснабжения: котельная №1, установленной мощностью 45,37 Гкал/ч.

С 01.04.2017 года организации ООО «Энерго-Ресурс» переданы в аренду:

- Котельная №2 установленной мощностью 15,48 Гкал/ч.

С 01.07.2019 года организации ООО «Энерго-Ресурс» переданы в аренду:

- Котельная ДРСУ установленной мощностью 1,56 Гкал/ч;
- Котельная ул. Заозерная установленной мощностью 1,61 Гкал/ч;
- Котельная ул. Цветкова установленной мощностью 0,57 Гкал/ч;
- Котельная ДДИ установленной мощностью 3,54 Гкал/ч.

Общая мощность арендуемых котельных 22,76 Гкал/ч.

Общая установленная мощность эксплуатируемых источников теплоснабжения – 68,13 Гкал/ч.

С 01.07.2019 в аренду ООО «Энерго-Ресурс» переданы тепловые сети общей протяженностью 36 309 м.

Отпуск тепловой энергии потребителям производится от 6 источников теплоты:

1. Котельная № 1;

2. Котельная № 2;
3. Котельная ДРСУ;
4. Котельная на ул. Заозёрная;
5. Котельная на ул. Цветкова;
6. Котельная ДДИ.

Котельная бани с сентября 2015 передана в эксплуатацию МП "ГУК". Выведена из централизованной схемы теплоснабжения г. Приозерска и не используется как источник производства тепловой энергии.

Котельная МКР-3 была выведена из эксплуатации с ноября 2017 года.

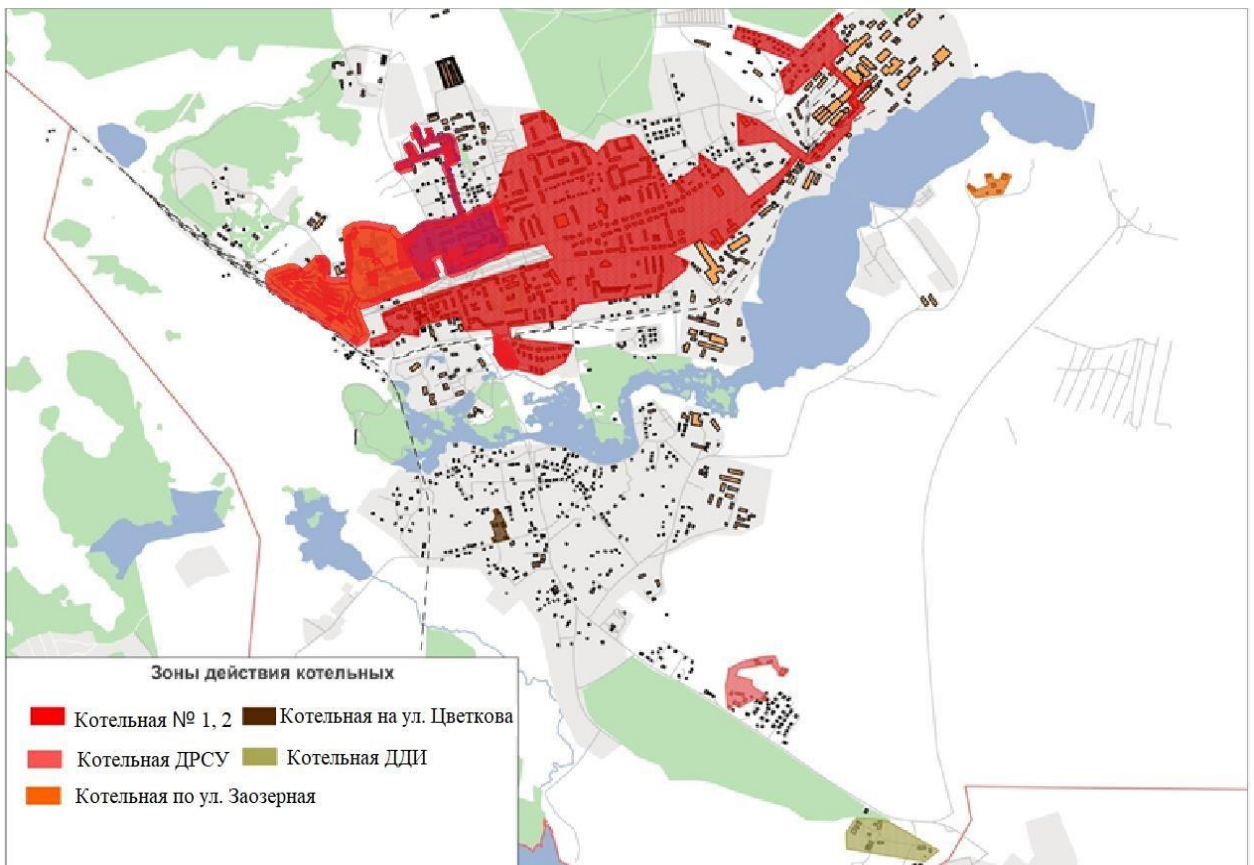


Рисунок 1.1.1. Зоны действия источников теплоснабжения

1.1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Функциональная структура теплоснабжения Приозерского городского поселения представлена на рисунке 1.1.2.

ООО «Энерго-Ресурс»



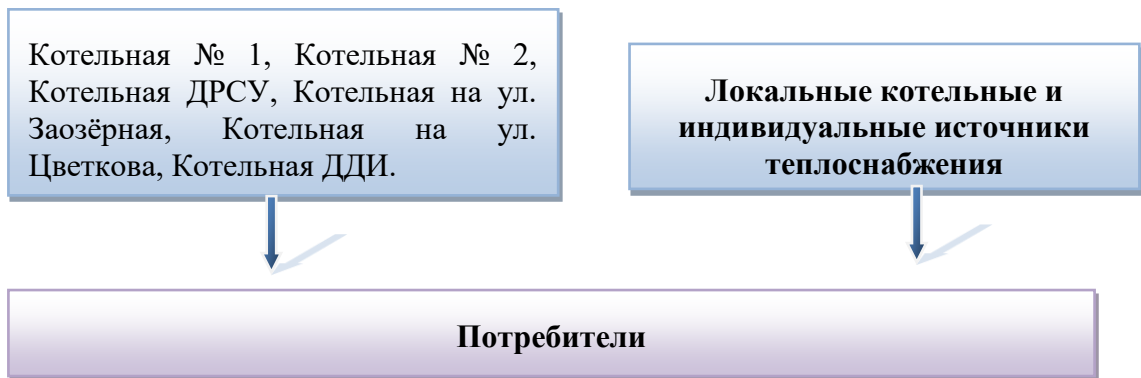


Рисунок 1.1.2. Функциональная структура теплоснабжения Приозерского городского поселения

1.1.3. Описание зон действия производственных котельных

На территории г. Приозерска осуществляют деятельность 3 промышленные котельные:

- Котельная ДОЗ;
- Котельная Санаторий;
- Котельная ОАО «Лесплитинвест».

Зоны действия производственных котельных представлены на рисунке 1.1.3.

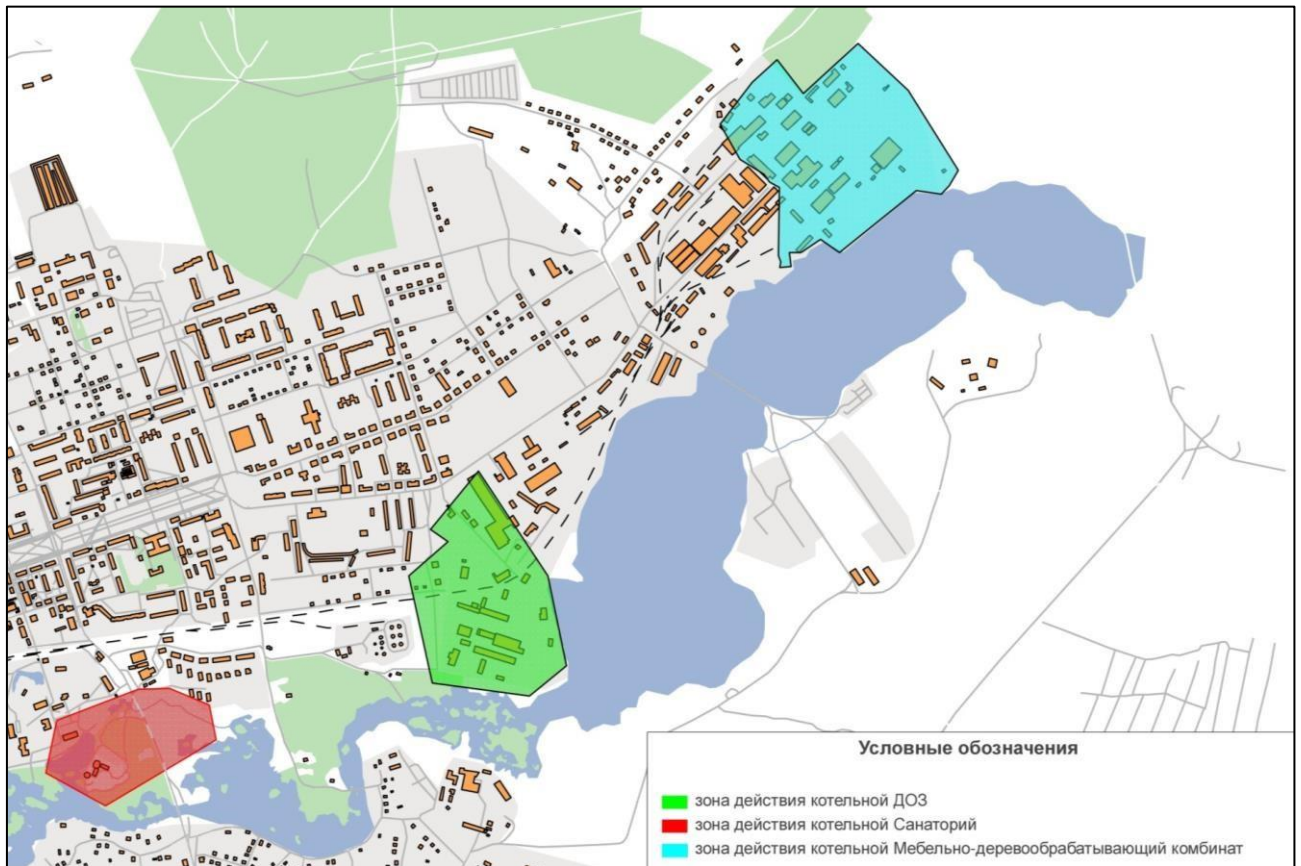


Рисунок 1.1.3. Зоны действия производственных котельных

1.1.4. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Теплоснабжение Приозерского городского поселения осуществляется как от централизованных источников тепла, так и от автономных источников. Индивидуальные источники тепловой энергии используются, как правило, в районах приусадебной застройки (частный сектор, ИЖС).

Индивидуальное теплоснабжение охватывает меньшую часть жилой застройки на территории Приозерского городского поселения. Основным топливом индивидуальной и малоэтажной жилой застройки являются дрова. Подключение существующей индивидуальной застройки к сетям централизованного теплоснабжения не планируется.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения представлены на рисунке 1.1.4.

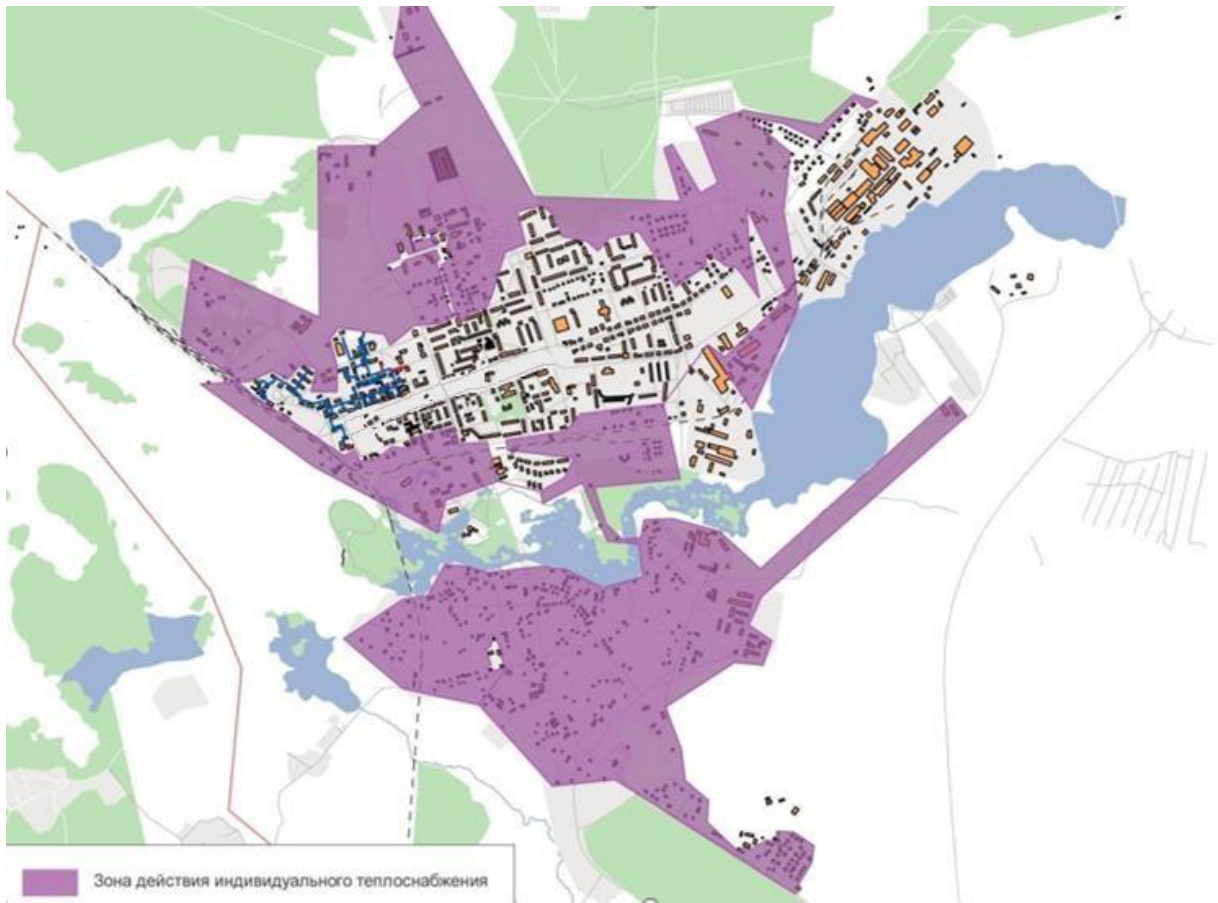


Рисунок 1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

1.1.5. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения городского поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменений в функциональной структуре теплоснабжения городского поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошло.

1.2. Источники тепловой энергии

На территории Приозерского городского поселения источниками теплоснабжения являются водогрейные котельные. На текущий момент (01.01.2022 г.) на территории поселения теплоснабжение осуществляется от котельной №1 (№ 1) мощностью 45,37 Гкал/ч, от котельной №2 (№ 2) мощностью 15,48 Гкал/ч и от четырех котельных (7,28 Гкал/ч) эксплуатируемые ООО «ЭнергоРесурс» общей мощностью 68,13 Гкал/ч.

Наиболее крупным источником теплоснабжения на территории городского поселения является котельная № 1 (установленная мощность котельного оборудования 45,37 Гкал/ч).

Отпуск тепловой энергии с Котельных № 1, 2 осуществляется по температурному графику 105-70°C (со срезками на 70°C и 95°C).

У остальных источников тепловой энергии, расположенных на территории городского поселения, отпуск тепловой энергии осуществляется по температурному графику 95–70°C.

Расположение источников централизованного теплоснабжения приведено на рисунке 1.2.1.

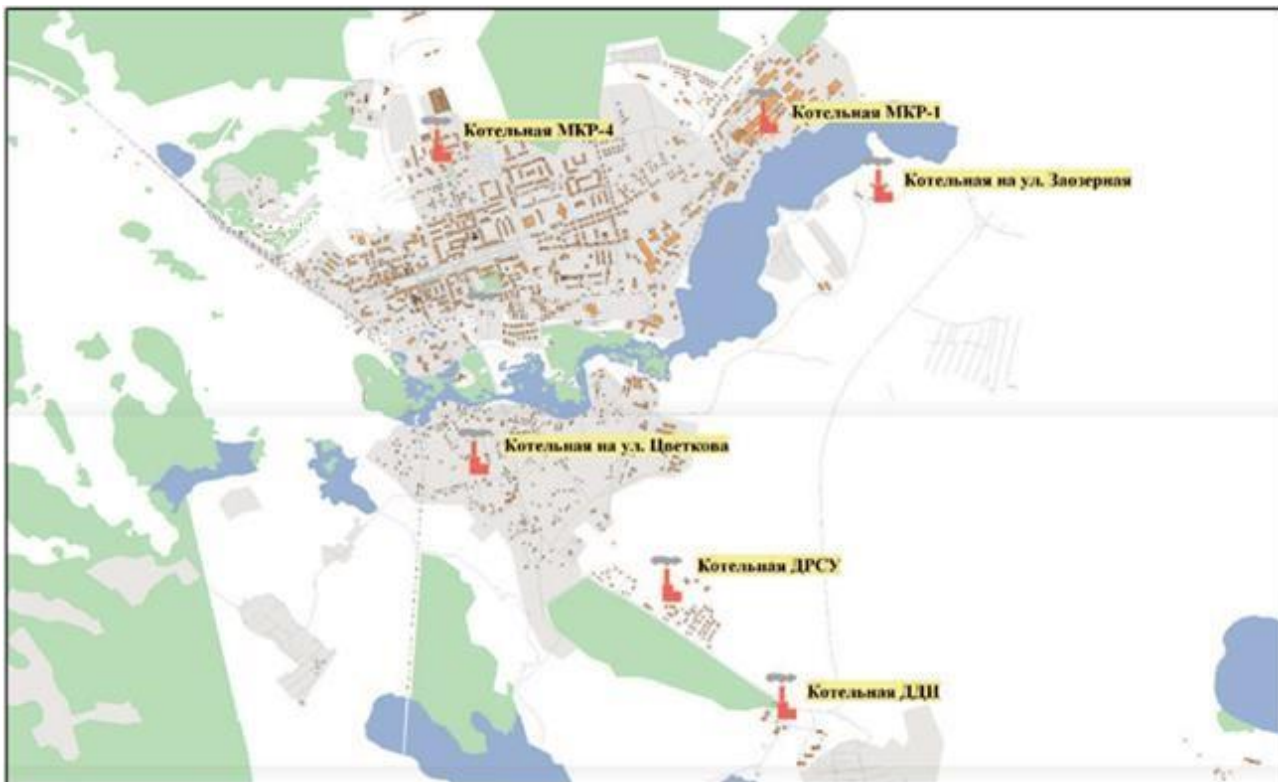


Рисунок 1.2.1. Расположение источников тепловой энергии

1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.

Котельная №1

Установленная тепловая мощность котельной составляет 45,37 Гкал/ч. Располагаемая мощность оборудования соответствует установленной мощности. Ограничения по тепловой мощности отсутствуют. В качестве основного теплогенерирующего оборудования на котельной установлены водогрейные котлы ASGX 8000 (Италия) (5 шт.) и паровые котлы VAPOR ТТК-125 (Финляндия) (2 шт.).

Водогрейный отопительный котел ASGX – моноблочный стальной жаротрубный водогрейный котел с трехходовым движением продуктов сгорания, температурой теплоносителя не выше 115°C, номинальной мощностью от 1,400 до 10,500 кВт.

Паровой котел VAPOR ТТК – применяется для получения пара, применяемого, как правило для технологических целей (производственные процессы).

На котельной установлено 5 сетевых насосов марок Grupa Pjwen-Wafapomp SA 10A2SA-C (2 шт.), Grundfos NK 125-250/236 (3 шт.) и 2 подпиточных насоса марки Grundfos TP 200-400/4.

По состоянию на 01.01.2022 года на котельной были заменены сетевые насосы. В настоящий момент установлено 4 сетевых насосов марок Grundfos NB 125250/236 (1 шт.), Grundfos NB 80-200/222 (1 шт.), Grundfos NK 125-250/236 (2 шт.) и 2 подпиточных насоса марки Grundfos TP 200-400/4.

Для удаления коррозионно-агрессивных газов (кислорода и свободной углекислоты) из питательной воды паровых котлов и подпиточной воды систем теплоснабжения в котельной установлены деаэрактор атмосферный сетевой ДА 100/25 и деаэрактор атмосферный питательный ДА 15/46.

Теплоноситель поступает с параметрами 105-70°C (со срезками на 70°C и 95°C).

ГВС осуществляется как по открытой, так и по закрытой схеме.

Время работы системы - круглогодичный.

Структура основного оборудования котельной представлена в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 Сводная таблица структуры основного оборудования котельной № 1

	Котлы	
	Исходная информация	
Котел №1	марка /тип	VAPOR ТТК-125
	производительность, Гкал/ч	3
Котел №2	марка /тип	VAPOR ТТК-125
	производительность, Гкал/ч	3
Котел №3	марка /тип	ASGX 8000
	производительность, Гкал/ч	8
Котел №4	марка /тип	ASGX 8000
	производительность, Гкал/ч	8
Котел №5	марка /тип	ASGX 8000
	производительность, Гкал/ч	8
Котел №6	марка /тип	ASGX 8000
	производительность, Гкал/ч	8
Котел №7	марка /тип	ASGX 8000

	производительность, Гкал/ч	8
	Вспомогательное оборудование	
	Насосы	
Сетевые	Тип	Grupa Pjwen-Wafapomp SA 10A2SA-C
	Количество, шт.	2
	Подача, м ³ /ч	230
	Напор, м	64
Сетевые	Тип	Grundfos NK 125-250/236
	Количество, шт.	3
	Подача, м ³ /ч	515
	Напор, м.вод.ст	60,2
Подпиточные	Тип	Grundfos TP 200-400/4
	Количество, шт.	2
	Подача, м ³ /ч	433
	Напор, м.вод.ст	35
Деаэратор сетевой	Тип	ДА 100/25
	Производительность, т/час	100
Деаэратор питательный	Тип	ДА 15/46
	Производительность, т/час	15
	Теплообменники	
	Тип	Alfa Laval M100 BFG
	Количество, шт.	2
	Тип	Alfa Laval M6 MFG
	Количество, шт.	2
Актуализированная на 01.01.2021-01.01.2022 информация		
Котел №1	марка /тип	VAPOR TTK-125
	производительность, Гкал/ч	3
Котел №2	марка /тип	VAPOR TTK-125
	производительность, Гкал/ч	3
Котел №3	марка /тип	ASGX 8000
	производительность, Гкал/ч	8
Котел №4	марка /тип	ASGX 8000
	производительность, Гкал/ч	8
Котел №5	марка /тип	ASGX 8000
	производительность, Гкал/ч	8
Котел №6	марка /тип	ASGX 8000
	производительность, Гкал/ч	8
Котел №7	марка /тип	ASGX 8000
	производительность, Гкал/ч	8
	Вспомогательное оборудование	
	Насосы	
Сетевые	Тип	Grundfos NB 125-250/236
	Количество, шт.	1
	Подача, м ³ /ч	515
	Напор, м	60
Сетевые	Тип	Grundfos NK 80-200/222
	Количество, шт.	1
	Подача, м ³ /ч	220
	Напор, м	60

Сетевые	Тип	Grundfos NK 125-250/236
	Количество, шт.	2
	Подача, м ³ /ч	515
	Напор, м.вод.ст	60,2
Подпиточные	Тип	Grundfos TP 200-400/4
	Количество, шт.	2
	Подача, м ³ /ч	433
	Напор, м.вод.ст	35
Деаэратор сетевой	Тип	ДА 100/25
	Производительность, т/час	100
Деаэратор питательный	Тип	ДА 15/10
	Производительность, т/час	15
	Теплообменники	
	Тип	Alfa Laval M100 BFG
	Количество, шт.	2
	Тип	Alfa Laval M6 MFG
	Количество, шт.	2

Анализ таблицы 1.2.1 показывает, что на котельной № 1 в основном применяется оборудование зарубежных производителей.

Характеристики мощности котельной № 1 приведены в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2 Характеристики мощности котельной № 1

Наименование	Единица измерения	Показатель
Исходная информация		
Теплоснабжающая организация	-	ООО "Энерго-Ресурс"
Наименование источника	-	Котельная №1 г.Приозерска ЛО
Вид топлива:		-
основное		мазут
резервное		нет
Установленная мощность	Гкал/ч	44,38
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	39,98
в т.ч. в паре	т/ч	10
Располагаемая мощность	Гкал/ч	44,38
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	39,98
в т.ч. в паре	т/ч	10
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	37,29
в т.ч. по горячей воде	Гкал/ч	-
Отопление	Гкал/ч	37,29
Вентиляция		
Горячее водоснабжение		
Технологические нужды	Гкал/ч	-
в т.ч. по пару	т/ч	-
Технологические нужды	т/ч	-
Другие нужды	т/ч	-
Собственные нужды источника	% к отпуску тепловой энергии в сеть	5,78%

Наименование	Единица измерения	Показатель
Хозяйственные нужды источника	% к отпуску тепловой энергии в сеть	-
Актуализированная на 01.01.2021-01.01.2022 информация		
Теплоснабжающая организация	-	ООО "Энерго-Ресурс"
Наименование источника	-	Котельная №1 г.Приозерска ЛО
Вид топлива:		-
основное		Природный газ
резервное		мазут
Установленная мощность	Гкал/ч	45,37
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	39,98
в т.ч. в паре	т/ч	10
Располагаемая мощность	Гкал/ч	45,37
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	39,98
в т.ч. в паре	т/ч	10
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	42,85
в т.ч. по горячей воде	Гкал/ч	-
Отопление	Гкал/ч	42,85
Вентиляция		
Горячее водоснабжение		
Технологические нужды	Гкал/ч	-
в т.ч. по пару	т/ч	-
Технологические нужды	т/ч	-
Другие нужды	т/ч	-
Собственные нужды источника	% к отпуску тепловой энергии в сеть	4,00%
Хозяйственные нужды источника	% к отпуску тепловой энергии в сеть	-

Котельная № 2

Установленная тепловая мощность котельной составляет 15,48 Гкал/ч. Располагаемая мощность оборудования соответствует установленной мощности. В качестве основного теплогенерирующего оборудования на котельной установлены отечественные водогрейные котлы Unitherm.

Водогрейные котлы используются для отопления и горячего водоснабжения зданий и сооружений промышленного и жилищно-коммунального назначения.

На котельной установлено 3 сетевых насоса марок Grundfos NB 80-200/222, предназначенные для питания тепловых сетей водой.

Теплоноситель поступает с параметрами 105-70°C (со срезками на 70°C и 95°C).

ГВС осуществляется как по открытой, так и по закрытой схеме.

Время работы системы - круглогодичный.

Структура основного оборудования котельной представлена в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3 Сводная таблица структуры основного оборудования котельной № 2

Исходная информация		
Котлы		
Котел №1 (щепа)	Марка/тип Производительность	КВМ – 4,0щ 3,44 Гкал/ч
Котел №2 (щепа)	Марка/тип Производительность	КВМ – 4,0щ 3,44 Гкал/ч
Котел №3 (щепа)	Марка/тип Производительность	ДКВР-10-13 4,3 Гкал/ч
Котел №4 (щепа)	Марка/тип Производительность	КВМ-3,15 2,71 Гкал/ч
Котел №5 (газ/мазут)	Марка/тип Производительность	Unitherm 5,16 Гкал/ч
Насосное оборудование		
Сетевой насос №1,2,3	Grundfos NB80-200/222 Производительность Напор	3 шт. 222 м ³ /ч 60 м
Сетевой/рециркуляционный насос	Wilo 150-34/2 Производительность Напор	1 шт. 300 м ³ /ч 42 м
Сетевой/рециркуляционный насос	Wilo 200-340/55 Производительность	1 шт. 350 м ³ /ч
	Напор	33.5 м
Актуализированная на 01.01.2021-01.01.2022 информация		
Котлы		
Котел №1 (газ/мазут)	Марка/тип Производительность	Unitherm 5,16 Гкал/ч
Котел №2,3 (газ)	Марка/тип Производительность	Unitherm 5,16 Гкал/ч
Насосное оборудование		
Сетевой насос №1,2,3	Grundfos NB80-200/222 Производительность Напор	3 шт. 222 м ³ /ч 60 м

Анализ таблицы 1.2.3 показывает, что на котельной № 2 в основном применяется оборудование зарубежных производителей.

Характеристики мощности котельной № 2 приведены в таблице 1.2.4.

Таблица 1.2.4 Характеристики мощности котельной № 2

Наименование	Единица измерения	Показатель
Исходная информация		
Теплоснабжающая организация	-	ООО "Энерго-Ресурс"
Наименование источника	-	Котельная №2 г.Приозерска ЛО
Вид топлива:		
основное		щепа
резервное		нет
Установленная мощность	Гкал/ч	-
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	24,81
в т.ч. в паре	т/ч	
Располагаемая мощность	Гкал/ч	25,2
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	-
в т.ч. в паре	т/ч	-

Наименование	Единица измерения	Показатель
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	14,24
в т.ч. по горячей воде	Гкал/ч	-
Отопление	Гкал/ч	14,24
Вентиляция		
Горячее водоснабжение		
Технологические нужды	Гкал/ч	-
в т.ч. по пару	т/ч	-
Технологические нужды	т/ч	-
Другие нужды	т/ч	-
Собственные нужды источника	% к отпуску тепловой энергии в сеть	4%
Хозяйственные нужды источника	% к отпуску тепловой энергии в сеть	-
Актуализированная на 01.01.2021-01.01.2022 информация		
Теплоснабжающая организация	-	ООО "Энерго-Ресурс"
Наименование источника	-	Котельная №2 г. Приозерска ЛО
Вид топлива:		
основное		Природный газ
резервное		мазут
Установленная мощность	Гкал/ч	-
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	15,48
в т.ч. в паре	т/ч	
Располагаемая мощность	Гкал/ч	15,48
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	-
в т.ч. в паре	т/ч	-
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	14,35
в т.ч. по горячей воде	Гкал/ч	-
Отопление	Гкал/ч	14,35
Вентиляция		
Горячее водоснабжение		
Технологические нужды	Гкал/ч	-
в т.ч. по пару	т/ч	-
Технологические нужды	т/ч	-
Другие нужды	т/ч	-
Собственные нужды источника	% к отпуску тепловой энергии в сеть	4,00%
Хозяйственные нужды источника	% к отпуску тепловой энергии в сеть	-

Котельная ДРСУ

Установленная тепловая мощность котельной составляет 1,56 Гкал/ч. Располагаемая мощность оборудования соответствует установленной мощности. Ограничения по тепловой мощности отсутствуют. В качестве основного теплогенерирующего оборудования на котельной установлены водогрейные котлы Универсал-5 и Луга-Лотос-

КВР-1,5, предназначенные для теплоснабжения жилых, общественных и промышленных зданий.

На котельной установлено 2 сетевых насоса марки К 80-50-200 (К90/35) и один подпиточный насос марки К 80-50-200 (К45/55).

Консольный насос К 80-50-200 предназначен для перекачивания воды производственно-технического назначения и других жидкостей, сходных с водой по плотности, вязкости и химической активности в системах водоснабжения и отопления. Размер твердых включений до 0,2 мм с объемной концентрацией не более 0,1 %.

Теплоноситель поступает с параметрами 95-70°C.

ГВС осуществляется по закрытой схеме.

Время работы системы - сезонный.

Структура основного оборудования котельной представлена в таблице 1.2.5.

Таблица 1.2.5 Сводная таблица структуры основного оборудования котельной ДРСУ

Котлы		
Котел №1	марка /тип	Универсал-5
	производительность, Гкал/ч	0,27
Котел №2	марка /тип	Луга-Лотос-КВР-1.5
	производительность, Гкал/ч	1,29
Вспомогательное оборудование		
Насосы		
Сетевые	Тип	К 80-50-200 (К90/35)
	Количество, шт.	2
	Подача, м ³ /ч	90
	Напор, м	34
Сетевые	Тип	К 80-50-200 (К45/55)
	Количество, шт.	1
	Подача, м ³ /ч	50
	Напор, м.вод.ст	50

Анализ таблицы 1.2.5 показывает, что на котельной ДРСУ в основном применяется оборудование отечественных производителей.

Характеристики мощности котельной ДРСУ приведены в таблице 1.2.6.

Таблица 1.2.6 Характеристики мощности котельной

Наименование	Единица измерения	Показатель
Теплоснабжающая организация	-	ООО «Энерго-Ресурс»
Наименование источника	-	котельная ДРСУ
Вид топлива:		
основное		уголь
резервное		-
Установленная мощность	Гкал/ч	1,56
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	-
в т.ч. в паре	т/ч	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	1,56
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	-
в т.ч. в паре	т/ч	-

Наименование	Единица измерения	Показатель
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,18
в т.ч. по горячей воде	Гкал/ч	-
Отопление	Гкал/ч	0,18
Вентиляция	Гкал/ч	-
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	-
Технологические нужды	Гкал/ч	0,008
в т.ч. по пару	т/ч	-
Технологические нужды	т/ч	-
Другие нужды	т/ч	-
Собственные нужды источника	Гкал/ч	0,008
Хозяйственные нужды источника	Гкал/ч	0,008

Котельная на ул. Заозерная

Установленная тепловая мощность котельной составляет 1,61 Гкал/ч. Располагаемая мощность оборудования соответствует установленной мощности. Ограничения по тепловой мощности отсутствуют. В качестве основного теплогенерирующего оборудования на котельной установлены водогрейные котлы Универсал-6М (2 шт.) и КВМ (1 шт.).

Водогрейные отопительные котлы Универсал-6М и КВМ – предназначены для теплоснабжения зданий коммунально-бытового назначения, оборудованных системами водяного отопления с принудительной циркуляцией, относится к разряду отопительных водогрейных приборов с открытой камерой горения. Котлы предназначены для сжигания твердых видов топлива.

На котельной установлено 2 сетевых насоса марки К 45/30, предназначенные для перекачивания чистой воды, производственно-технического назначения и других жидкостей, сходных с водой по плотности, вязкости и химической активности.

Теплоноситель поступает с параметрами 95-70°С.

ГВС осуществляется по закрытой схеме.

Время работы системы - сезонный.

Структура основного оборудования котельной представлена в таблице 1.2.7.

Таблица 1.2.7 Сводная таблица структуры основного оборудования котельной на ул. Заозерная

	Котлы	
Котел №1	марка /тип	Универсал-6М
	производительность, Гкал/ч	0,7
Котел №2	марка /тип	Универсал-6М
	производительность, Гкал/ч	0,7
Котел №3	марка /тип	КВМ
	производительность, Гкал/ч	0,21
	Вспомогательное оборудование	
	Насосы	
Сетевые	Тип	К 45/30
	Количество, шт.	2
	Подача, м ³ /ч	45

	Напор, м	30
--	----------	----

Анализ таблицы 1.2.7 показывает, что на котельной на ул. Заозерная в основном применяется оборудование отечественных производителей.

Характеристики мощности котельной на ул. Заозерная приведены в таблице 1.2.8.

Таблица 1.2.8 Характеристики мощности котельной на ул. Заозерная

Наименование	Единица измерения	Показатель
Теплоснабжающая организация	-	ООО «Энерго-Ресурс»
Наименование источника	-	котельная Заозёрная
Вид топлива		
основное		уголь
резервное		-
Установленная мощность	Гкал/ч	1,61
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	-
в т.ч. в паре	т/ч	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	1,61
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	-
в т.ч. в паре	т/ч	-
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,18
в т.ч. по горячей воде	Гкал/ч	-
Отопление	Гкал/ч	0,18
Вентиляция	Гкал/ч	-
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	-
Технологические нужды	Гкал/ч	0,004
в т.ч. по пару	т/ч	-
Технологические нужды	т/ч	-
Другие нужды	т/ч	-
Собственные нужды источника	Гкал/ч	0,004
Хозяйственные нужды источника	Гкал/ч	0,004

Котельная на ул. Цветкова

В 2019 году на котельной произведен капитальный ремонт с установкой нового оборудования.

Существующий водогрейный котел КЧ-1 производительностью 0,57 Гкал/ч работающий на дровах отремонтирован и выведен в резерв. В качестве основного теплогенерирующего оборудования вновь установлены два электродвигателя ЭВАН UNIVERSAL-42 мощностью 42 кВт каждый.

На котельной установлены два сетевых насоса К20/30, один из них с частотным регулированием. Установлен теплосчетчик. Установлен дизель-генератор, который запускается автоматически. Все оборудование работает в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала с передачей данных диспетчеру.

Теплоноситель поступает с параметрами 95-70°C.

ГВС осуществляется по закрытой схеме.

Время работы системы - сезонный.

Структура основного оборудования котельной предоставлена в таблице 1.2.9.

Таблица 1.2.9 Сводная таблица структуры основного оборудования котельной на ул. Цветкова

Котлы		
Котел №1	марка /тип	КЧ-1
	производительность, Гкал/ч / кВт	0,5 / 581
Котел №2	марка /тип	ЭВАН UNIVERSAL -42
	производительность, Гкал/ч / кВт	0,036 / 42
Котел №3	марка /тип	ЭВАН UNIVERSAL -42
	производительность, Гкал/ч / кВт	0,036 / 42
Вспомогательное оборудование		
Насосы		
Сетевые	Тип	К 20/30
	Количество, шт.	2
	Подача, м ³ /ч	20
	Напор, м	30

Анализ таблицы 1.2.9 показывает, что на котельной на ул. Цветкова в основном применяется оборудование отечественных производителей.

Характеристики мощности котельной ул. Цветкова приведены в таблице 1.2.10.

Таблица 1.2.10 Характеристики мощности котельной на ул. Цветкова

Наименование	Единица измерения	Показатель
Исходная информация		
Теплоснабжающая организация	-	ООО «Энерго-Ресурс»
Наименование источника	-	котельная ул. Цветкова
Вид топлива		
основное		электроэнергия
резервное		дрова
Установленная мощность	Гкал/ч	0,572
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	-
в т.ч. в паре	т/ч	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0,572
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	-
в т.ч. в паре	т/ч	-
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,07
в т.ч. по горячей воде	Гкал/ч	-
Отопление	Гкал/ч	0,07
Вентиляция	Гкал/ч	-
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	-
Технологические нужды	Гкал/ч	0,0014
в т.ч. по пару	т/ч	-
Технологические нужды	т/ч	-
Другие нужды	т/ч	-
Собственные нужды источника	Гкал/ч	0,0014
Хозяйственные нужды источника	Гкал/ч	0,0014
Актуализированная на 01.01.2022 информация		

Наименование	Единица измерения	Показатель
Теплоснабжающая организация	-	ООО «Энерго-Ресурс»
Наименование источника	-	котельная ул. Цветкова
Вид топлива		
основное		электроэнергия
резервное		-
Установленная мощность	Гкал/ч	0,57
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	0,57
в т.ч. в паре	т/ч	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0,57
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	0,57
в т.ч. в паре	т/ч	-
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,07
в т.ч. по горячей воде	Гкал/ч	0,07
Отопление	Гкал/ч	0,07
Вентиляция	Гкал/ч	-
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	-
Технологические нужды	Гкал/ч	0,0014
в т.ч. по пару	т/ч	-
Технологические нужды	т/ч	-
Другие нужды	т/ч	-
Собственные нужды источника	Гкал/ч	0,0014
Хозяйственные нужды источника	Гкал/ч	0,0014

Котельная ДДИ

Установленная тепловая мощность котельной составляет 3,54 Гкал/ч. Располагаемая мощность оборудования соответствует установленной мощности. Ограничения по тепловой мощности отсутствует. В качестве основного теплогенерирующего оборудования на котельной установлены водогрейные котлы "Луга-Лотос" (3 шт.).

Водогрейный бытовой котел "Луга-Лотос" предусмотрен для отопления частных домов, дач, коттеджей и других строений площадью до 500 м². Котлы типа "Луга-Лотос" оборудуются топками для сжигания любых видов топлива, выпускаются различных размеров и мощностей применительно к различным условиям.

В качестве основного топлива используется уголь.

Трубная часть котла изготавливается из бесшовных цельнотянутых труб, это позволяет выдержать высокое давление воды в системе, использовать принудительную циркуляцию воды, т.е. котел может использоваться для обогрева больших площадей. Все тело котла изолировано плитами из минеральной ваты, которая минимизирует потери тепла котла по периметру.

В 2019 году на котельной произведен капитальный ремонт. Паровой котёл Луга-Лотос-КП в связи с отсутствием паропотребления выведен из эксплуатации.

Для обеспечения объектов ДДИ системой ГВС установлены: два электронагревателя ЭВАН В1-12 производительностью 12 кВт каждый, один электронагреватель ЭВАН В1-18 производительностью 18 кВт, пластинчатый теплообменник РИДАН теплопроизводительностью 80 кВт, аккумуляторный бак объёмом 2,5 м³, два подпиточных насоса Grundfos CM5-2 (подача 5 м³/ч, напор 10м каждый), два циркуляционных насоса Grundfos CR5-8 с напором 31,47 м и подачей 7,17 м³/ч. Установлены приборы учета с выводом информации к диспетчеру. Произведена замена трубопроводов сетей ГВС, применены изолированные пропиленовые трубы протяжённостью 95 метров.

В системе отопления заменены сетевые насосы, установлены два насоса Grundfos NB40-160/172 (подача 48,4 м³/ч, напор 38,84 м каждый), один сетевой насос с частотным регулированием.

Теплоноситель поступает с параметрами 95-70°С.

ГВС осуществляется по закрытой схеме.

Время работы системы - круглогодичный.

Структура основного оборудования котельной предоставлена в таблице 1.2.11.

Таблица 1.2.11 Сводная таблица структуры основного оборудования котельной ДДИ

Котлы		
Котел №1	Демонтирован в 2018 году	-
	-	-
Котел №2	Выведен из эксплуатации в 2019 году	-
	-	-
Котел №3	марка /тип	"Луга-Лотос"
	производительность, Гкал/ч	1,5
Котел №4	марка /тип	"Луга-Лотос"
	производительность, Гкал/ч	1,0
Котел №5	марка /тип	"Луга-Лотос"
	производительность, Гкал/ч	1,0
Электронагреватель 1	марка /тип	ЭВАН В1-12
	производительность, Гкал/ч / кВт	0,010 / 12
Электронагреватель 2	марка /тип	ЭВАН В1-12
	производительность, Гкал/ч / кВт	0,010 / 12
Электронагреватель 3	марка /тип	ЭВАН В1-18
	производительность, Гкал/ч / кВт	0,015 / 18
Насосы		
Насосы сетевые (2 шт.)	марка /тип	Grundfos NB40-160/172
	Подача, м ³ /ч / напор, м	48,4 / 38,84
Насосы ГВС (2 шт.)	марка /тип	Grundfos CR5-8
	Подача, м ³ /ч / напор, м	7,17 /31,47
Насосы подпитки (2 шт.)	марка /тип	Grundfos CM5-2
	Подача, м ³ /ч / напор, м	5 / 10

Анализ таблицы 1.2.11 показывает, что на котельной ДДИ в основном применяется оборудование отечественных производителей.

Характеристики мощности котельной ДДИ приведены в таблице 1.2.12.

Таблица 1.2.12 Характеристики мощности котельной

Наименование	Единица измерения	Показатель
Исходная информация		
Теплоснабжающая организация	-	ООО «Энерго-Ресурс»
Наименование источника	-	котельная ДДИ
Вид топлива		
основное		Уголь, электроэнергия
резервное		дрова
Установленная мощность	Гкал/ч	3,54
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	3,54
Располагаемая мощность	Гкал/ч	3,54
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	3,01
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,36
Отопление	Гкал/ч	1,33
Вентиляция	Гкал/ч	-
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,03
Технологические, собственные нужды	Гкал/ч	0,01
Актуализированная на 01.01.2021-01.01.2022 информация		
Теплоснабжающая организация	-	ООО «Энерго-Ресурс»
Наименование источника	-	котельная ДДИ
Вид топлива		
основное		Уголь
резервное		-
Установленная мощность	Гкал/ч	3,54
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	3,54
Располагаемая мощность	Гкал/ч	3,54
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	3,01
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,36
Отопление	Гкал/ч	1,33
Вентиляция	Гкал/ч	-
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,03
Технологические, собственные нужды	Гкал/ч	0,01

1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Анализ ситуации в области теплоснабжения городского поселения показал, что теплофикационное оборудование и теплофикационные установки на существующих источниках тепловой энергии не эксплуатируются.

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Показатели установленной мощности по источникам тепловой энергии представлены в таблице 1.2.13.

Таблица 1.2.13 Показатели установленной мощности по теплоисточникам

№ п/п	Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/ч
1.	Котельная №1	45,37
2.	Котельная №2	15,48
3.	Котельная ДРСУ	1,56
4.	Котельная ул. Заозерная	1,61
5.	Котельная ул. Цветкова	0,57
6.	Котельная ДДИ	3,54

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности на источниках тепловой энергии Приозерского городского поселения отсутствуют. Величины располагаемых мощностей теплоисточников представлены в таблице 1.2.14.

Таблица 1.2.14 Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных Приозерского городского поселения в 2021 году, Гкал/ч

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
1.	Котельная №1	45,370	0,000	45,370	0,440	44,930
2.	Котельная №2	15,480	0,000	15,480	0,150	15,330
3.	Котельная ДРСУ	1,560	0,000	1,560	0,024	1,536
4.	Котельная ул. Заозерная	1,610	0,000	1,610	0,012	1,598
5.	Котельная ул. Цветкова	0,570	0,000	0,570	0,004	0,566
6.	Котельная ДДИ	3,540	0,000	3,540	0,010	3,530
ИТОГО		68,130	0,000	68,130	0,640	67,490

Таблица 1.2.15. Параметры располагаемой тепловой мощности котельного оборудования

Источник тепловой энергии	Основное оборудование источника тепловой энергии				Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности	Располагаемая мощность основного оборудования, Гкал/ч
	Тип (марка)	Производительность, Гкал/ч	Количество, шт.	Тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч		
Исходная информация						
Котельная №1	ASGX 8000	8,0	5	44,38	Отсутствуют	44,38
	VAPOR ТТК-125	3,0	2			
Котельная №2	КВм – 4,0щ	3,44	2	19,05	Отсутствуют	19,05
	ДКВР-10-13	4,3	1			
	КВм-3,15	2,71	1			
	Unitherm	5,16	1			
	Универсал-5	0,27	1	1,56	Отсутствуют	1,56

Источник тепловой энергии	Основное оборудование источника тепловой энергии				Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности	Располагаемая мощность основного оборудования, Гкал/ч
	Тип (марка)	Производительность, Гкал/ч	Количество, шт.	Тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч		
Котельная ДРСУ	Луга-Лотос-КВР-1.5	1,29	1			
Котельная на ул. Заозерная	Универсал-6М	0,7	2	1,61	Отсутствуют	1,61
	КВМ	0,21	1			
Котельная на ул. Цветкова	КЧ-1	0,5	1	0,5	Отсутствуют	0,5
Котельная ДДИ	"Луга-Лотос"	1,0	2	3,68	Отсутствуют	3,7
	"Луга-Лотос"	1,5	1			
	"Луга-Лотос-КП"	1,0	1			
Актуализированная на 01.01.2021 г. информация						
Котельная № 1	ASGX 8000	8,0	5	45,37	Отсутствуют	44,38
	VAPOR ТТК-125	3,0	2			
Котельная № 2	Unitherm	5,16	3	15,48	Отсутствуют	14,48
Котельная ДРСУ	Универсал-5	0,27	1	1,56	Отсутствуют	1,56
	Луга-Лотос-КВР-1.5	1,29	1			
Котельная на ул. Заозерная	Универсал-6М	0,7	2	1,61	Отсутствуют	1,61
	КВМ	0,21	1			
Котельная на ул. Цветкова	ЭВАН UNIVERSAL-42	0,036	2	0,072	Отсутствуют	0,072
Котельная ДДИ	"Луга-Лотос"	1,0	2	3,54	Отсутствуют	3,54
Актуализированная на 01.01.2022 г. информация						
Котельная № 1	ASGX 8000	8,0	5	45,37	Отсутствуют	45,37
	VAPOR ТТК-125	3,0	2			
Котельная № 2	Unitherm	5,16	3	15,48	Отсутствуют	15,45
Котельная ДРСУ	Универсал-5	0,27	1	1,56	Отсутствуют	1,56
	Луга-Лотос-КВР-1.5	1,29	1			
Котельная на ул. Заозерная	Универсал-6М	0,7	2	1,61	Отсутствуют	1,61
	КВМ	0,21	1			
Котельная на ул. Цветкова	ЭВАН UNIVERSAL-42	0,036	2	0,57	Отсутствуют	0,57

Источник тепловой энергии	Основное оборудование источника тепловой энергии				Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности	Располагаемая мощность основного оборудования, Гкал/ч
	Тип (марка)	Производительность, Гкал/ч	Количество, шт.	Тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч		
Котельная ДДИ	"Луга-Лотос"	1,0	2	3,54	Отсутствуют	3,54

1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности теплоснабжающей организации представлены в таблице 1.2.16

Таблица 1.2.16. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	Котельная №1	118800,499	4752,020	114048,479	газ/мазут	17928,38
2	Котельная №2	30740,861	1229,635	29511,226	газ	4696,166
3	Котельная ДРСУ	457,074	18,283	438,791	уголь	221,482
4	Котельная ул. Заозерная	557,075	22,284	534,791	уголь	139,284
5	Котельная ул. Цветкова	186,257	7,450	178,807	уголь	35,363
6	Котельная ДДИ	2567,433	102,697	2464,736	уголь	822,856
ИТОГО		153309,199	6132,369	147176,830		18324,509

Объем потребления тепловой энергии на собственные, хозяйственные и технологические нужды, а также параметры тепловой мощности нетто по источникам тепловой энергии представлены в таблице 1.2.14.

1.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплогенерирующего оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Анализ ситуации в области теплоснабжения городского поселения показал, что теплофикационное оборудование и теплофикационные установки на существующих источниках тепловой энергии не эксплуатируются.

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

1.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

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

Для теплоисточников Приозерского городского поселения принят качественный способ регулирования температуры теплоносителя. Действующие температурные графики разработаны для городского поселения в соответствии с местными климатическими условиями. На графиках отражены зависимости температур подаваемой и обратной сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

В таблице 1.2.17 представлены проектные и фактические температурные режимы теплоисточников, а также виды теплоснабжения, обеспечиваемые данными источниками.

Таблица 1.2.17 Температурные графики источников теплоснабжения

Наименование источника	Проектный температурный график, °С/°С	Фактический температурный режим, °С/°С	Вид теплоносителя	Отопление, вентиляция	ГВС (открытый водоразбор)
Котельная №1	105/70°С (со срезками на 70°С и 95°С).	95/70	вода	+	+
Котельная №2	105/70°С (со срезками на 70°С и 95°С).	95/70	вода	+	+
Котельная ДРСУ	95/70	95/70	вода	+	-
Котельная ул. Заозерная	95/70	95/70	вода	+	-
Котельная ул. Цветкова	95/70	95/70	вода	+	-
Котельная ДДИ	95/70	95/70	вода	+	-

1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования теплоисточников Приозерского городского поселения определена как число использования часов располагаемой мощности по каждому теплоисточнику по фактическим показателям выработки тепловой энергии за 2021 г. В таблице 1.2.18 отобраны показатели загрузки оборудования за 2021 г.

Таблица 1.2.18 Среднегодовая загрузка оборудования котельных

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2021 год		КИУ тепловой мощности, %
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.	
1	Котельная №1	45,37	118800,50	7933	33,01%

2	Котельная №2	15,48	30740,86	7787	25,50%
3	Котельная ДРСУ	1,56	457,07	969	30,23%
4	Котельная ул. Заозерная	1,61	557,08	939	36,84%
5	Котельная ул. Цветкова	0,57	186,26	1032	31,68%
6	Котельная ДДИ	3,54	2567,43	3227	22,47%
	ИТОГО:	68,13	153309,20		

1.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Котельные Приозерского городского поселения оборудованы приборами учета тепловой энергии и холодной воды.

1.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

За период 2020-2021гг. отказов оборудования источников тепловой энергии Приозерского городского поселения не происходило.

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

На момент разработки (актуализации) схемы теплоснабжения Приозерского городского поселения предписания надзорных органов, запрещающие эксплуатацию оборудования теплоисточников, отсутствуют.

1.2.12. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

1.2.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошло.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

Общая протяженность тепловых сетей на территории Приозерского городского поселения составляет 36 309 м в двухтрубном исчислении.

Способ прокладки тепловых сетей – надземный и подземный (канальная, бесканальная).

Тепловые сети всех котельных имеют следующую структуру: подающий и обратный трубопровод, тепловые камеры и потребитель тепловой энергии.

Краткая характеристика сетей централизованного теплоснабжения от каждого теплоисточника Приозерского городского поселения представлены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 Краткая характеристика сетей централизованного теплоснабжения от каждого теплоисточника Приозерского городского поселения

Наименование источника тепловой энергии	Протяженность сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
Котельная №1	34099	6029,874
Котельная №2		
Котельная ДРСУ	573	47,714
Котельная ул. Заозерная	371	27,434
Котельная ул. Цветкова	178	11,467
Котельная ДДИ	1088	114,352
ИТОГО	36309	6230,841

Подробная характеристика сетей централизованного теплоснабжения на территории Приозерского городского поселения представлена в разделе 1.3.3.

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Электронная схема систем теплоснабжения Приозерского городского поселения разработана в ГИС Zulu с использованием расширения ZuluThermo.

Разработчиком данного комплекса является ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург, сайт разработчика <http://politerm.com.ru/>. Электронная модель выполнена с учетом привязки к топографической основе и схеме расположения инженерных коммуникаций.

Электронные схемы тепловых сетей представляют собой графическое описание структуры тепловых сетей с отображением трассировки теплопроводов, мест расположения тепловых камер, точек подключения потребителей, основных характеристик элементов тепловой сети

Электронная модель предназначена для формирования программно-информационной среды, с целью создания электронной схемы существующих тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения, привязанных к топографической основе.

1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Общая характеристика сетей Приозерского городского поселения представлена в таблице 1.3.2 и на рисунке 1.3.1.

Таблица 1.3.2. Общая характеристика тепловых сетей Призерского городского поселения

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м	Материальная характеристика,
25	32	90,0	45,0	1,440
32	42	892,0	446,0	18,732
40	45	1496,0	748,0	33,660
50	57	10338,0	5169,0	294,633
65	76	2232,0	1116,0	84,816
80	89	12014,0	6007,0	534,623
100	108	12144,0	6072,0	655,776
125	133	5418,0	2709,0	360,297
150	159	8232,0	4116,0	654,444
200	219	4682,0	2341,0	512,679
250	273	4100,0	2050,0	559,650
300	325	4658,0	2329,0	756,925
400	426	1482,0	741,0	315,666
500	530	1542,0	771,0	408,630
600	630	3298,0	1649,0	1038,870
Всего		72618,0	36309,0	6230,8

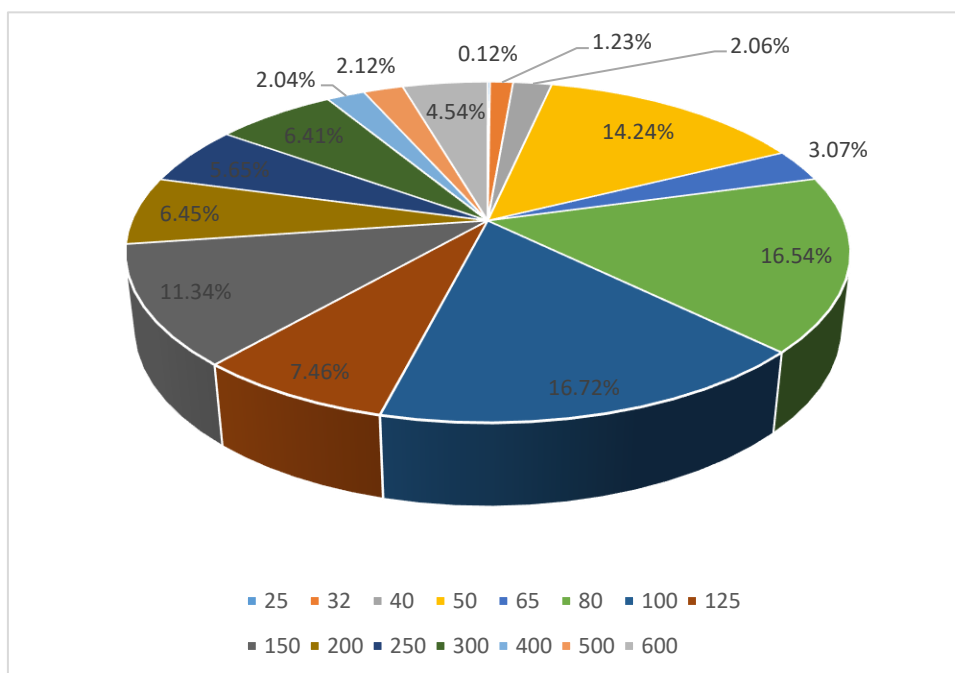


Рисунок 1.3.1. Общая характеристика тепловых сетей Призерского городского поселения

Котельная № 1, № 2

Котельные № 1, № 2 осуществляет теплоснабжение жилых, административнобытовых, общественных и производственных зданий.

Суммарная протяженность тепловых сетей по состоянию на 01.01.2022 от котельной составляет 34 099 м в двухтрубнои исчислении.

Структура тепловых сетей от котельной № 1, № 2 представлена в таблицах 1.3.3 и 1.3.4 и на рисунке 1.3.2.

Таблица 1.3.3 Протяженность тепловых сетей от котельных №1, №2

Условный диаметр	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Исходная информация	
32	876
40	471
50	2486
65	581
80	4523
100	5810
125	2165
150	3310
200	2004
250	2323
300	2809
400	729
500	771
600	1649
Актуализированная на 01.01.2021-01.01.2022 г. информация	
32	381
40	718
50	4586
65	841
80	5579
100	5716
125	2583
150	3814
200	2341
250	2050
300	2329
400	741
500	771
600	1649

Таблица 1.3.4. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной №1 и Котельной №2

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
32	42	762,0	381,0	16,002
40	45	1436,0	718,0	32,310
50	57	9172,0	4586,0	261,402
65	76	1682,0	841,0	63,916
80	89	11158,0	5579,0	496,531
100	108	11432,0	5716,0	617,328
125	133	5166,0	2583,0	343,539
150	159	7628,0	3814,0	606,426
200	219	4682,0	2341,0	512,679
250	273	4100,0	2050,0	559,650
300	325	4658,0	2329,0	756,925
400	426	1482,0	741,0	315,666
500	530	1542,0	771,0	408,630
600	630	3298,0	1649,0	1038,870
Всего		68198,0	34099,0	6029,9

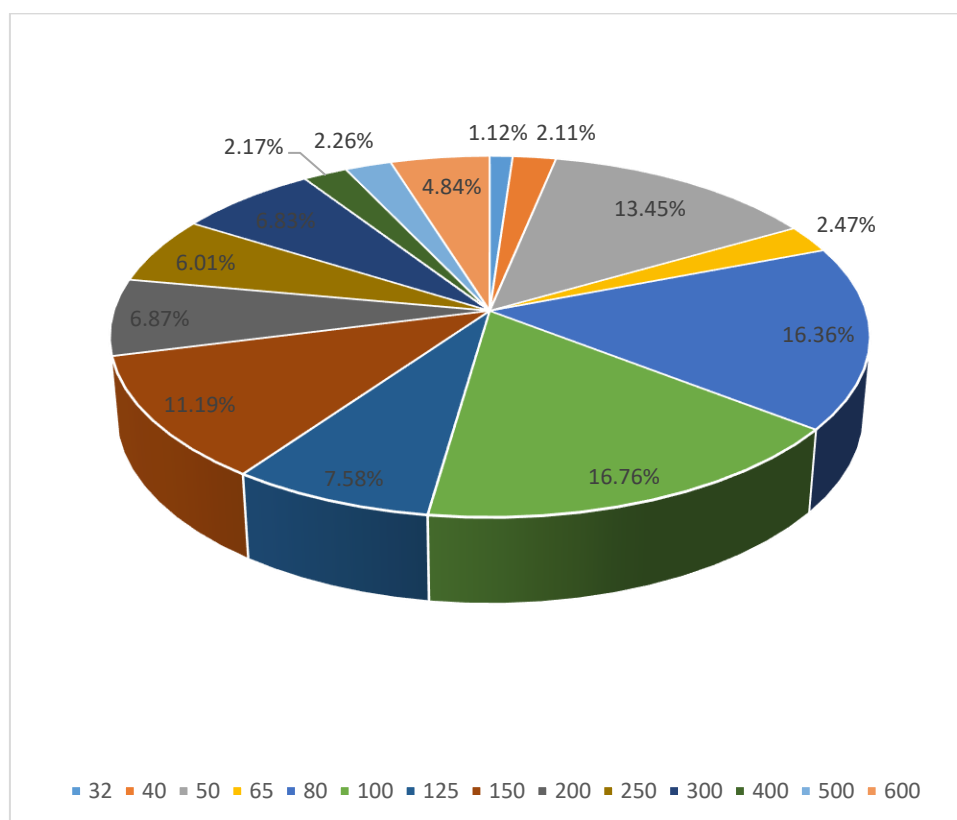


Рисунок 1.3.2. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной №1 и Котельной №2

Из таблицы 1.3.3 и 1.3.4 и рисунка 1.3.2 видно, что в структуре тепловой сети котельных №1, №2 преобладают трубопроводы диаметром Ду100 (протяженность составляет 5716 м), Ду80 (протяженность составляет 5579 м) и Ду150 (протяженность составляет 3814 м).

В зоне действия котельных №1, 2 применяется преимущественно подземная бесканальная прокладка. Надземной прокладкой выполнены сети от котельной № 1 до камеры УТ-1, а также участок квартальной тепловой сети в районе ул. Исполкомовской-Ленинградской.

Большинство тепловых сетей города выполнено в ППУ изоляции. Тепловая энергия с котельных поставляется на нужды отопления и ГВС. Потребители тепловой энергии подключены к тепловой сети по зависимой и независимой схемам.

На котельных осуществляется качественное регулирование тепловой энергии, которое основано на изменении температуры воды в прямом трубопроводе при постоянном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Компенсация тепловых удлинений осуществляется в основном сильфонными компенсаторами и за счет отводов трубопроводов (самокомпенсация).

Разбиение тепловых сетей от котельных № 1 и № 2 по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 1.3.5 и на рисунке 1.3.3. Средневзвешенный срок эксплуатации составляет 15,7 лет. Тепловые сети имеют 1 550,61 м (36,6%) участков, выработавших нормативный срок (эксплуатируются более 25 лет).

Таблица 1.3.5. Протяженность тепловых сетей котельных № 1 и № 2

Ду	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (в двухтрубном)							Итого в двухтрубном, м
	до 5 лет	6 - 10 лет	11 - 15 лет	16 - 20 лет	21 - 25 лет	26 - 30 лет	св. 30 лет	
Ду 30	0	151,2	0	0	4	0	0	155,2
Ду 40	0	517	28	0	0	0	0	545
Ду 50	157	1903,7	1317	0	83	0	0	3460,7
Ду 65	120	321	251	0	0	0	0	692
Ду 80	495	2412,8	761	149	397	0	0	4214,8
Ду 100	869	2691,2	1508	153	101	0	0	5322,2
Ду 125	57	1757	419	0	0	0	0	2233
Ду 150	222	1923,2	974	0	169	0	0	3288,2
Ду 200	262	585	868	0	0	0	0	1715
Ду 250	107	377	1193	180	521	0	0	2378
Ду 300	949	1358	426	0	94	0	0	2827
Ду 400	0	0	0	182	547	0	0	729
Ду 500	0	0	721	0	0	0	0	721
Ду 600	694	955	0	0	0	0	0	1649
Итого	3932	14952,1	8466	664	1916	0	0	29930,1

**Примечание – данная таблица составлена по неуточненным данным, не учитывая подводящих трубопроводов тепловых сетей к абонентским вводам*

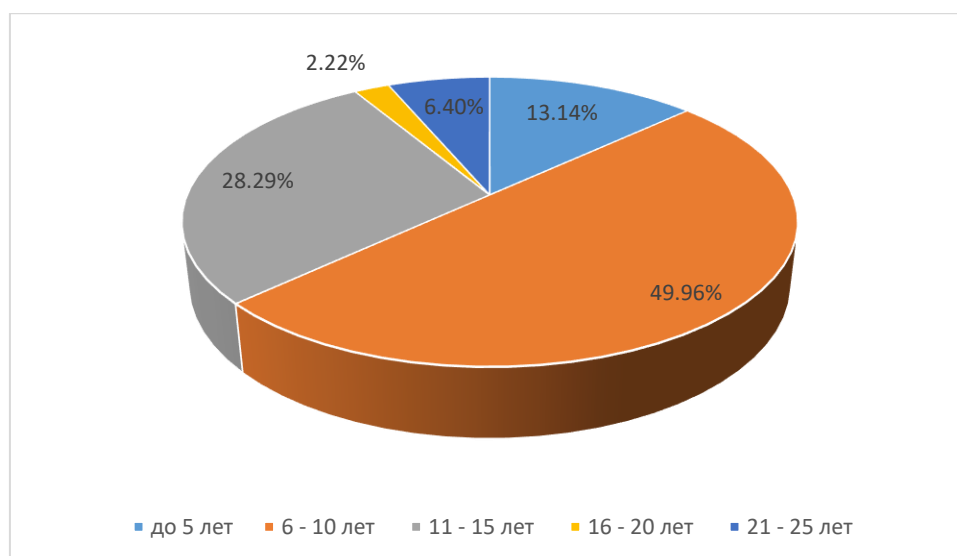


Рисунок 1.3.3. Протяженность тепловых сетей котельных №1 и №2

Материальная характеристика с разбитием тепловых сетей от котельных №1 и №2 по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 1.3.6.

Таблица 1.3.6. Материальная характеристика тепловых сетей котельных №1 и №2

Условный диаметр, мм	Протяженность, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	надземная		
Ду 30	381,0	–	381,0	16,002
Ду 40	718,0	–	718,0	32,310
Ду 50	4586,0	–	4586,0	261,402
Ду 65	841,0	–	841,0	63,916
Ду 80	5579,0	–	5579,0	496,531
Ду 100	5716,0	–	5716,0	617,328
Ду 125	2583,0	–	2583,0	343,539
Ду 150	3814,0	–	3814,0	606,426
Ду 200	2341,0	–	2341,0	512,679
Ду 250	2050,0	–	2050,0	559,650
Ду 300	2329,0	–	2329,0	756,925
Ду 400	741,0	–	741,0	315,666
Ду 500	771,0	–	771,0	408,630
Ду 600	–	1649	1649,0	1038,870



Рисунок 1.3.4. Способы прокладки тепловых сетей от Котельной №1 И Котельной №2

Котельная ДРСУ

Котельная ДРСУ осуществляет теплоснабжение зданий ДРСУ и жилых домов по ул. Сосновая.

Суммарная протяженность тепловых сетей по состоянию на 01.01 2022 года от котельной составляет 573 м в двухтрубном исчислении.

Структура тепловых сетей от котельной ДРСУ представлена в таблице 1.3.7 и на рисунке 1.3.5.

Таблица 1.3.7. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной ДРСУ

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
50	57	444,0	222,0	12,654
65	76	178,0	89,0	6,764
100	108	524,0	262,0	28,296
Всего		1146,0	573,0	47,7

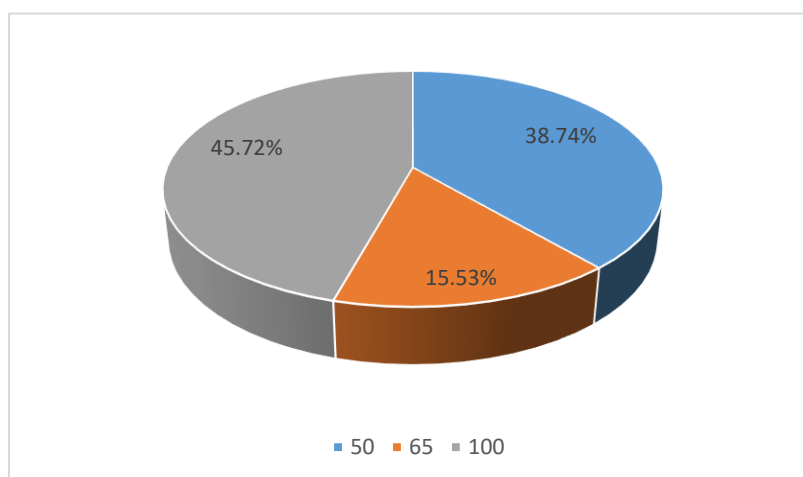


Рисунок 1.3.5. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной ДРСУ

Из таблицы 1.3.7 и рисунка 1.3.5 видно, что в структуре тепловой сети котельной ДРСУ преобладают трубопроводы диаметром Ду100 (протяженность составляет 262 м).

Прокладка тепловой сети подземная бесканальная.

Тепловая энергия с котельной поставляется на нужды отопления. Потребители тепловой энергии подключены к тепловой сети по зависимой закрытой схеме. На котельной осуществляется качественное регулирование тепловой энергии, которое основано на изменении температуры воды в прямом трубопроводе при постоянном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Разбиение тепловых сетей от котельной ДРСУ по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 1.3.8. Средневзвешенный срок эксплуатации составляет 10 лет. Тепловые сети имеют 573 м (100%) участков, не выработавших нормативный срок (эксплуатируются менее 25 лет).

Таблица 1.3.8. Протяженность тепловых сетей котельной ДРСУ по сроку службы

Условный диаметр, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (в двухтрубном)	Итого в двухтрубном, м
	10-15 лет	
Ду 50	222	222
Ду 65	89	89
Ду 100	262	262
Итого	573	573

Котельная на ул. Заозерная

Котельная на ул. Заозерная осуществляет теплоснабжение жилого здания, базы отдыха и здания АПС.

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной составляет 371 м в двухтрубном исчислении.

Структура тепловых сетей от котельной на ул. Заозерная представлена в таблице 1.3.9 и на рисунке 1.3.6.

Таблица 1.3.9. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной на ул. Заозерная

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубно исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
25	32	90,0	45,0	1,440
50	57	116,0	58,0	3,306
65	76	372,0	186,0	14,136
80	89	32,0	16,0	1,424
100	108	132,0	66,0	7,128
Всего		742,0	371,0	27,4

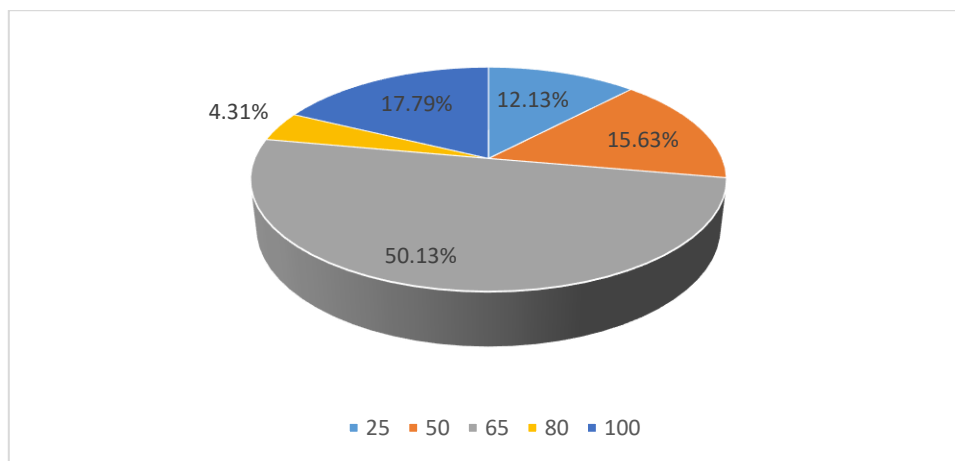


Рисунок 1.3.6. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной на ул. Заозерная

Из таблицы 1.3.9 и рисунка 1.3.6 видно, что в структуре тепловой сети котельной на ул. Заозерная преобладают трубопроводы диаметром Ду65 (протяженность составляет 186 м).

Прокладка тепловой сети подземная бесканальная.

Тепловая энергия с котельной поставляется на нужды отопления. Потребители тепловой энергии подключены к тепловой сети по зависимой закрытой схеме. На котельной осуществляется качественное регулирование тепловой энергии, которое основано на изменении температуры воды в прямом трубопроводе при постоянном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Разбиение тепловых сетей от котельной Заозерная по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 1.3.10. Средневзвешенный срок эксплуатации составляет 10 лет. Тепловые сети имеют 371 м (100%) участков, не выработавших нормативный срок (эксплуатируются менее 25 лет).

Таблица 1.3.10. Протяженность тепловых сетей котельной Заозерная по сроку службы

Условный диаметр, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (в двухтрубном)	
	10-15 лет	Итого в двухтрубном, м
Ду 32	45	45
Ду 50	58	58
Ду 70	186	186
Ду 80	16	16
Ду 100	66	66
Итого	371	371

Котельная на ул. Цветкова

Котельная на ул. Цветкова осуществляет теплоснабжение жилых зданий.

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной составляет 178 м в двухтрубном исчислении.

Прокладка тепловой сети подземная бесканальная.

Структура тепловых сетей от котельной на ул. Цветкова представлена в таблице 1.3.11. и на рисунке 1.3.7.

Таблица 1.3.11. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной на ул. Цветкова

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
32	42	130,0	65,0	2,730
40	45	60,0	30,0	1,350
80	89	166,0	83,0	7,387
Всего		356,0	178,0	11,5

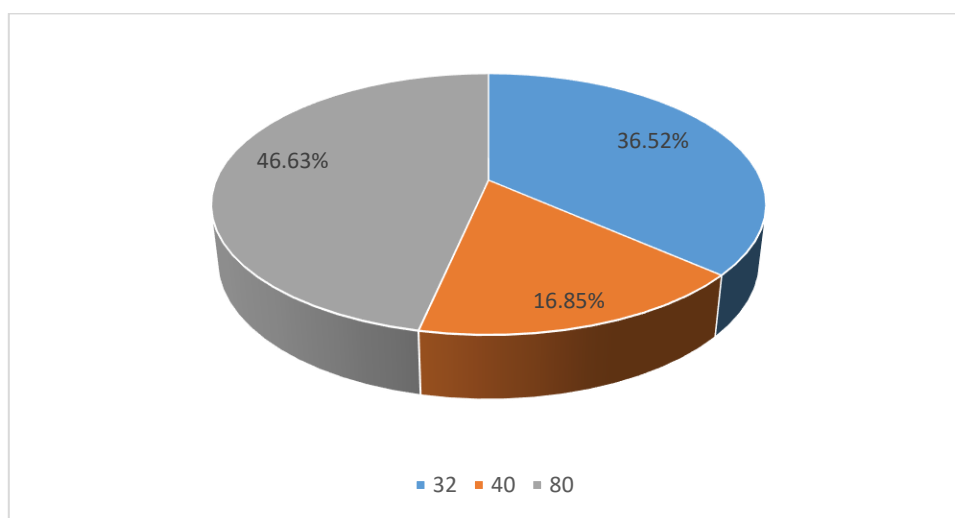


Рисунок 1.3.7. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной на ул. Цветкова

Из таблицы 1.3.11 и рисунка 1.3.7 видно, что в структуре тепловой сети котельной на ул. Цветкова преобладают трубопроводы диаметром Ду80 (протяженность составляет 83 м), Ду32 (протяженность составляет 65 м).

Тепловая энергия с котельной поставляется на нужды отопления. Потребители тепловой энергии подключены к тепловой сети по зависимой закрытой схеме. На котельной осуществляется качественное регулирование тепловой энергии, которое основано на изменении температуры воды в прямом трубопроводе при постоянном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Разбиение тепловых сетей от котельной Цветкова по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 1.3.12. Средневзвешенный срок эксплуатации составляет 10 лет. Тепловые сети имеют 178 м (100%) участков, не выработавших нормативный срок (эксплуатируются менее 25 лет).

Таблица 1.3.12. Протяженность тепловых сетей котельной Цветкова по сроку службы

Условный диаметр, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (в двухтрубном)	Итого в двухтрубном, м
	10-15 лет	
Ду 32	65	65
Ду 40	30	30
Ду 80	83	83
Итого	178	178

Котельная на ДДИ

Котельная ДДИ осуществляет теплоснабжение жилых, административно-бытовых, вспомогательных зданий и лечебно-профилактических зданий ДДИ.

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной составляет 1088 м из них на систему отопления – 738 м, на систему ГВС - 350 м (полипропиленовые) в двухтрубном исчислении.

Структура тепловых сетей от котельной ДДИ представлена в таблице 1.3.13 и на рисунке 1.3.8.

Таблица 1.3.13. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной ДДИ

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
50	57	606,0	303,0	17,271
80	89	658,0	329,0	29,281
100	108	56,0	28,0	3,024
125	133	252,0	126,0	16,758
150	159	604,0	302,0	48,018
Всего		2176,0	1088	114,352

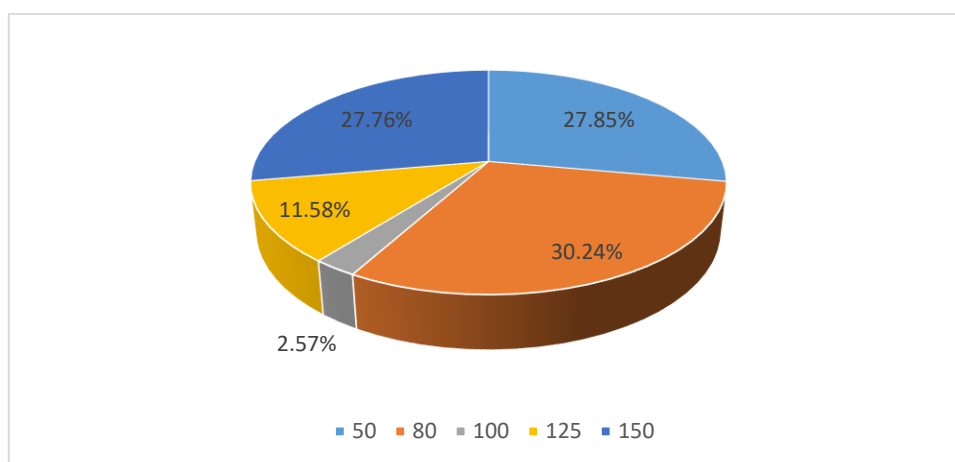


Рисунок 1.3.8. Общая характеристика тепловых сетей от Котельной ДДИ

Из таблицы 1.3.13 и рисунка 1.3.8 видно, что в структуре тепловой сети котельной ДДИ преобладают трубопроводы диаметром Ду80 (протяженность составляет 329 м), Ду50 (протяженность составляет 303 м) и Ду150 (протяженность составляет 302 м).

Прокладка тепловой сети преимущественно подземная в непроходных ж/б каналах.

Тепловая энергия с котельной поставляется на нужды отопления и ГВС. Потребители тепловой энергии подключены к тепловой сети по зависимой закрытой схеме. На котельной осуществляется качественное регулирование тепловой энергии, которое основано на изменении температуры воды в прямом трубопроводе при постоянном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Разбиение тепловых сетей от котельной ДДИ по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 1.3.14. Средневзвешенный срок эксплуатации составляет 10 лет. Тепловые сети имеют 1088 м (100%) участков, не выработавших нормативный срок (эксплуатируются менее 25 лет).

Таблица 1.3.14. Протяженность тепловых сетей котельной ДДИ по сроку службы

Условный диаметр, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (в двухтрубном)	Итого в двухтрубном, м
	10-15 лет	
Ду 50	353	353
Ду 80	379	379
Ду 100	28	28
Ду 125	126	126
Ду 150	348	348
Итого	1234	1234

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

Задвижка — трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды. Задвижки — очень распространённый тип запорной арматуры. Они широко применяются практически на любых технологических и транспортных трубопроводах диаметрами от 15 до 2000 миллиметров в системах жилищно-коммунального хозяйства, нефтепроводах, объектах энергетики и многих других при рабочих давлениях до 25 МПа и температурах до 565 °С.

Секционирующая и регулирующая арматура на тепловых сетях стальная и из ковкого чугуна. На сетях установлена как клиновья, так и шаровая арматура. На отдельных участках запорно-регулирующая арматура (задвижки) в удовлетворительном состоянии, выдвигные шпиндели изношены.

На трубопроводах тепловых сетей г. Приозерска установлена преимущественно стальная запорная арматура различных диаметров в диапазоне от Ду 15 мм до Ду 500мм, - шаровые краны. Количество запорной арматуры соответствующих диаметров приведено в таблице 1.3.15.

Таблица 1.3.15. Количество запорной арматуры по диаметру тепловых сетей

Диаметр тепловой сети, мм	Количество запорной арматуры, шт
Ду 15	2
Ду 20	3

Диаметр тепловой сети, мм	Количество запорной арматуры, шт
Ду 32	23
Ду 40	22
Ду 50	112
Ду 70	2
Ду 80	141
Ду 100	110
Ду 125	6
Ду 150	42
Ду 200	36
Ду 250	24
Ду 300	18
Ду 400	14
Ду 500	4
Итого	559

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

При подземной прокладке тепловых сетей требуется устройство целого ряда конструкций по трассе, к которым относятся камеры, неподвижные опоры, ниши компенсаторов. Для размещения задвижек, спускных и воздушных кранов, сальниковых компенсаторов и неподвижных опор на тепловых сетях устраиваются камеры. Размеры камер принимаются из условий нормального обслуживания размещаемого в камере оборудования согласно СНиП 2.04.07-86. Наименьшая высота камер 1,8 м. Минимальное заглубление перекрытия камер от поверхности земли 0,3 м, а от верха дорожного покрытия - 0,5 м.

Строительная часть камер выполняется в основном из сборного железобетона, но также из мелких блоков, из железобетонных колец, из крупных блоков. В строительстве тепловых сетей нашли применение железобетонные сборные камеры размерами в плане: 1,8 x 1,8; 2,6 x 2,6; 3,0 x 3,0; 2,5 x 4,0; 4,0 x 4,0 высотой от 2,0 до 4,0 м. В тепловых сетях наибольшее применение получили сборные камеры, собираемые из железобетонных стеновых блоков и ребристых плит перекрытия коллекторов. Стены камер рассчитываются на горизонтальное давление грунта и временную автомобильную нагрузку на призме обрушения. В зависимости от соотношения размеров камеры выбрана расчетная схема (замкнутая рама, пластины, заделанные по контуру). Если камеры воспринимают большие усилия от неподвижных опор, их конструкция рассчитана на прочность на боковое реактивное давление (отпор) грунта по средней его интенсивности. Камеры, служащие для размещения узлов трубопроводов с установкой крупногабаритных секционирующих задвижек, сооружены с надземным павильоном, выполненным по типовым проектам.

Камера тепловая (наиболее распространённая на территории городского поселения) — как правило, специальное заглубленное сооружение, состоящее из нескольких отдельных (сборных) железобетонных конструкций:

- верхняя часть тепловой камеры - перевернутый стакан с отверстием;
- в средней части - сквозное кольцо;
- в нижней же ее части расположен - железобетонный стакан.

Тепловые камеры на квартальных и распределительных тепловых сетях г. Приозерск выполнены в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:

- основания тепловых камер - монолитные железобетонные или выполнены из сборных железобетонных плит;
- стены тепловых камер выполнены из железобетонных блоков, монолитного бетона, кирпича, блоков ФС-4, 5, ДС-7ф и др.
- перекрытия тепловых камер выполнены из монолитного бетона или из сборного железобетона.

На территории ГБУЗ ЛО «Приозерская межрайонная больница» расположено два центральных тепловых пункта:

1. ЦТП в здании пищеблока

Точка присоединения – УТ-53а

Давление тепловой сети P1=55м.вод. ст., P2=38 м. вод.ст.

Температурный график тепловой сети до ЦТП – 105/70°C

Температурный график тепловой сети после ЦТП – 95/70°C

Температурный график в системе ГВС - 60/50°C

Температурный график ГВС в межотопительный период 68/25°C

Присоединенная нагрузка – 0,239 Гкал/ч в т.ч. на отопление 0,089 Гкал/ч, на ГВС 0,15 Гкал/ч

ЦТП автоматизирован и оборудован коммерческим прибором учета тепловой энергии

2. ЦТП в здании прачечной

Точка присоединения – УТ-53д

Давление тепловой сети P1=55м.вод. ст., P2=38 м. вод.ст.

Температурный график тепловой сети до ЦТП – 105/70°C

Температурный график тепловой сети после ЦТП – 95/70°C

Температурный график в системе ГВС - 60/50°C

Температурный график ГВС в межотопительный период 68/25°C

Присоединенная нагрузка – 0,464 Гкал/ч в т.ч. на отопление 0,284 Гкал/ч, на ГВС 0,18 Гкал/ч

ЦТП автоматизирован и оборудован коммерческим прибором учета тепловой энергии

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

В настоящее время ввиду перевода потребителей тепловой энергии преимущественно на закрытую схему ГВС с установкой АИТП в индивидуальных тепловых пунктах был скорректирован температурный график работы системы теплоснабжения.

Перевод систем ГВС потребителей с «открытой» схемы на «закрытую» привел к изменениям теплового и гидравлического режимов работы источников тепла и тепловых сетей по следующим причинам:

- подготовка (нагрев) воды для нужд ГВС переносится с источника тепла в ИТП потребителей, поэтому циркуляция теплоносителя в тепловых сетях осуществляется по обоим трубопроводам (подающему и обратному);

-температура воды в точке излома температурного графика увеличивается 5°C (с 65°C до 70°C);

-увеличиваются расчетные потери тепла при транспортировке;

- уменьшается расход воды и тепла на подпитку.

Температурный график, составленный по результатам корректировки, обоснованный отчетом о корректировке температурного графика № 7-2017-С, представлен на рисунке 1.3.9.

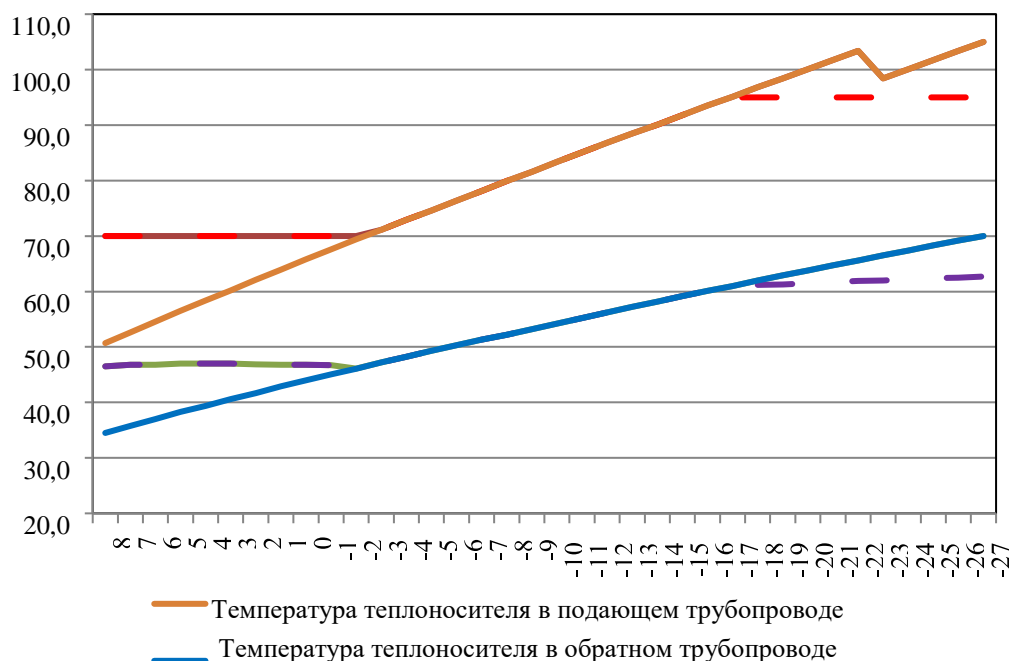


Рисунок 1.3.9. Температурный график отпуска тепловой энергии от котельных № 1, № 2

Регулирование отпуска тепла котельных ДРСУ, ДДИ, ул. Цветкова и ул. Заозерная осуществляется по отопительному графику отпуска тепла $95-70^{\circ}\text{C}$. Выбор графика отпуска тепла обусловлен тем, что оборудование источников, тепловых сетей (компенсаторы и неподвижные опоры) и потребителей не рассчитано на более высокую температуру теплоносителя. Применение более высокого температурного графика отпуска тепла невозможно без значительных капиталовложений в источники, сети и тепловые пункты потребителей.

Температурные графики отпуска тепловой энергии приведены на рисунке 1.3.10.

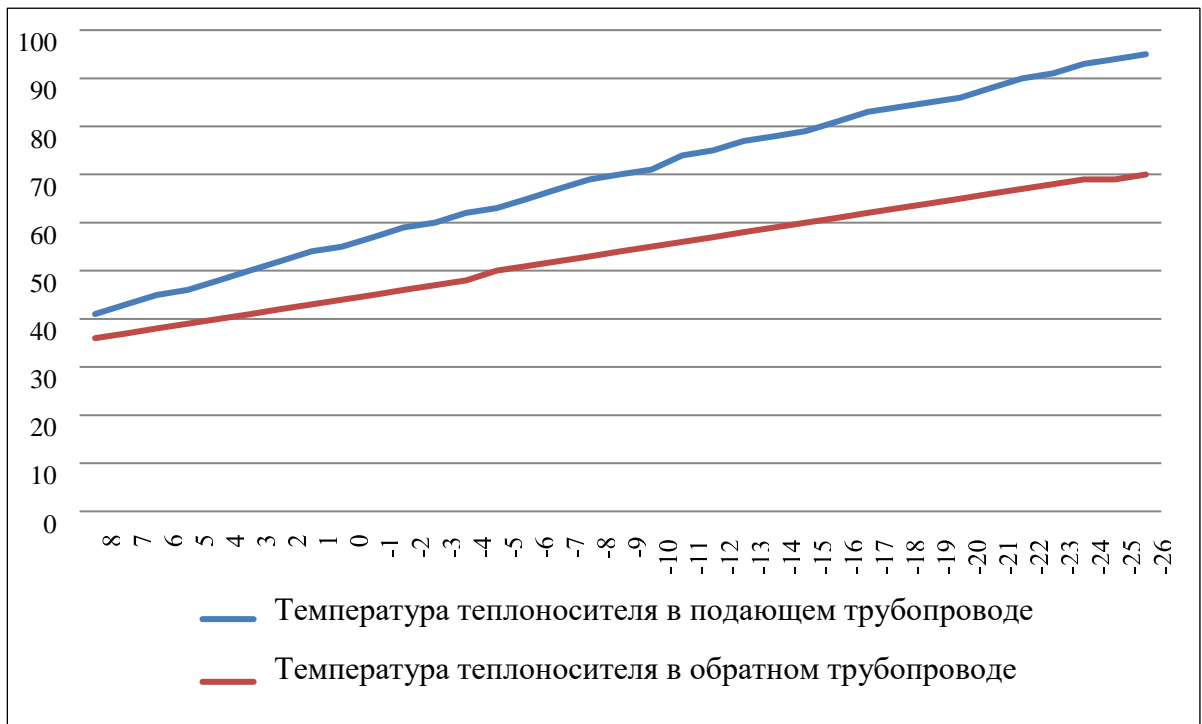


Рисунок 1.3.10. Температурный график отпуска тепловой энергии от котельных ДРСУ, ДДИ, ул. Цветкова и ул. Заозерная

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

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети за сутки наиболее холодной пятидневки за декабрь и январь 2021-2022 г-г при температуре -20°C составил $85/65^{\circ}\text{C}$.

В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть $\pm 3\%$;
- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$.

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на $+5\%$. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется».

1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Гидравлический режим тепловой сети - режим, определяющий давления в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамического) и при неподвижной воде (гидростатического).

Транспортировка тепла от источников до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям, общая протяжённость которых, с учётом квартальных сетей составляет 32,963 км. Для обеспечения транспортировки и создания необходимых гидравлических режимов на территориях с равнинным рельефом местности обеспечивается насосным оборудованием источников.

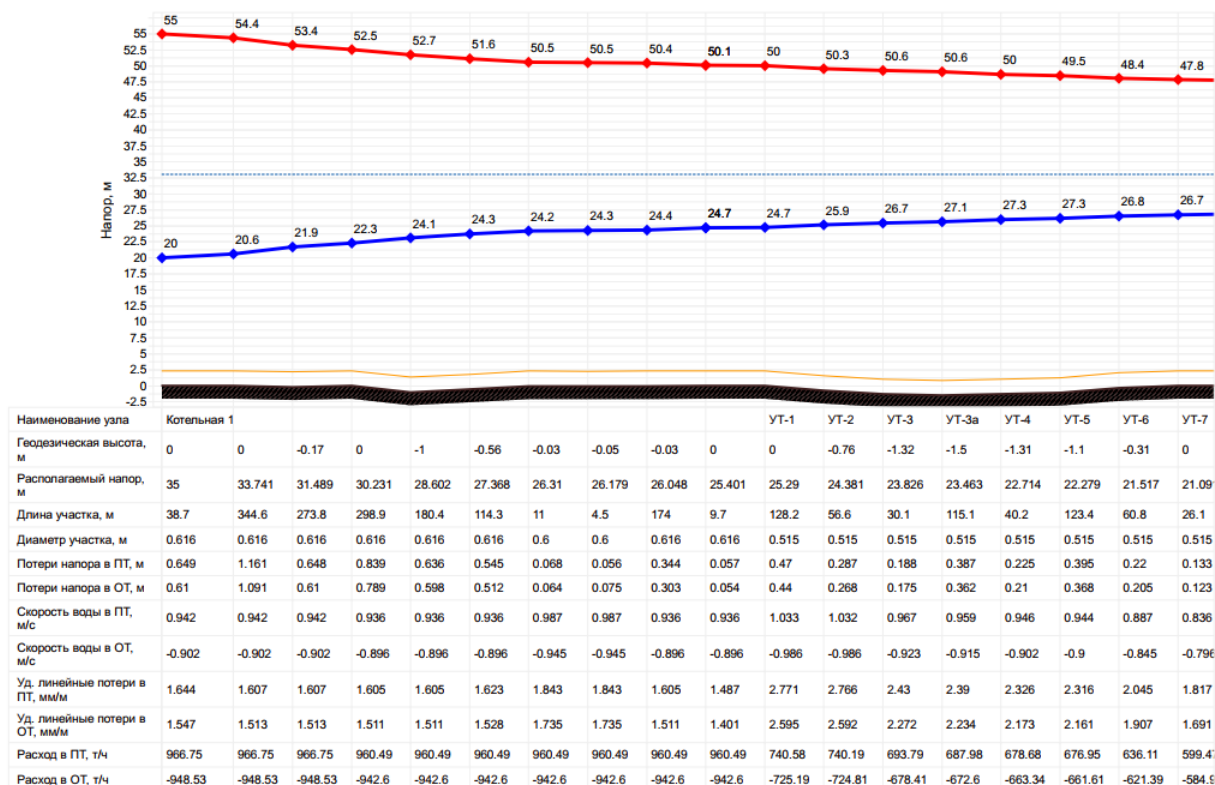
Основным инструментом анализа гидравлического режима тепловой сети является пьезометрический график.

Следует отметить, что в 2017 году произошла корректировка гидравлического режима тепловой сети, ввиду перевода части потребителей города Приозерска с открытой схемы ГВС на закрытую, а также вывода из эксплуатации котельной МКР-3.

В 2021 году произошла корректировка гидравлического режима тепловой сети, ввиду монтажа насосной станции в тепловой камере УТ-29. Произведена установка насосов на обратном трубопроводе с целью увеличения располагаемого напора у конечных потребителей, в частности в многоквартирном жилом доме по адресу ул. Маяковского, д.3.

На тепловую сеть работают две котельные: №1 и №2. Зоны работы котельных организованы рассечками в тепловых камерах: УТ-85в, УТ22.

Расчетные пьезометрические графики, в разрезе теплоисточников, представлены на рисунках 1.3.11-1.3.15.



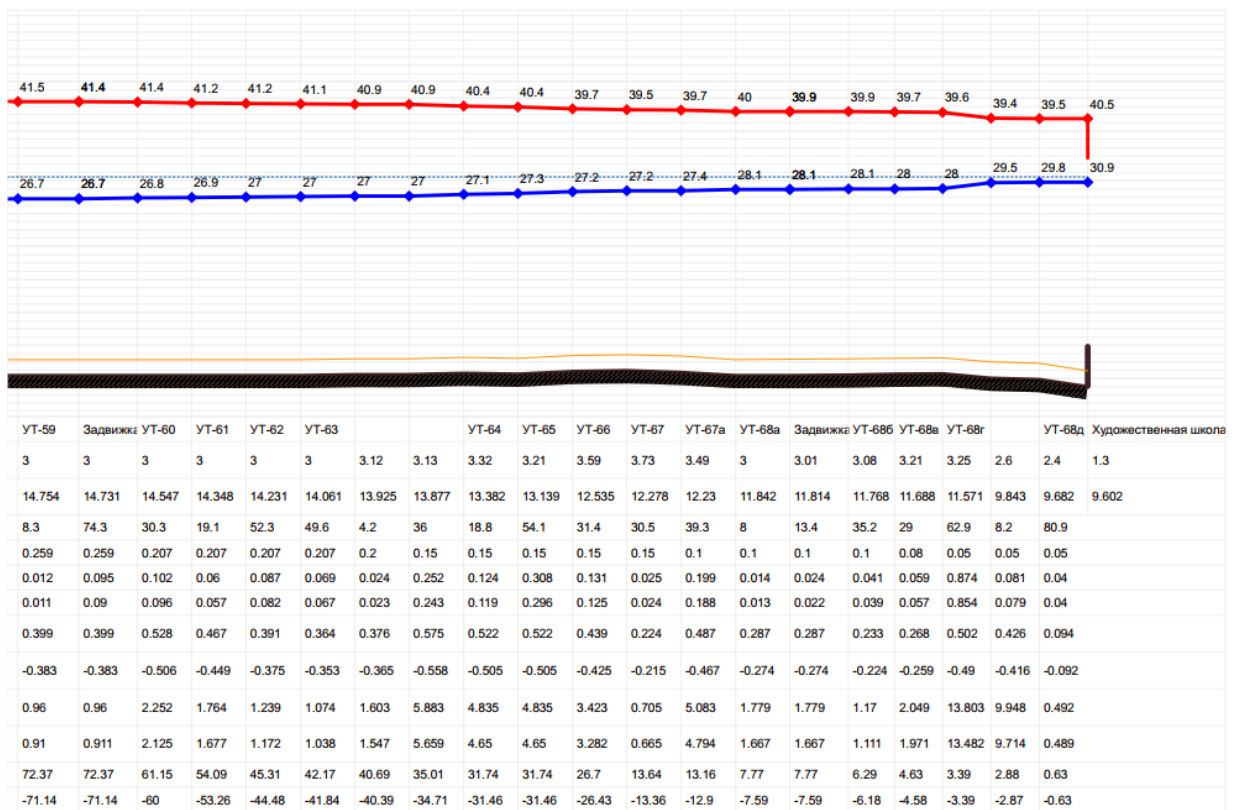
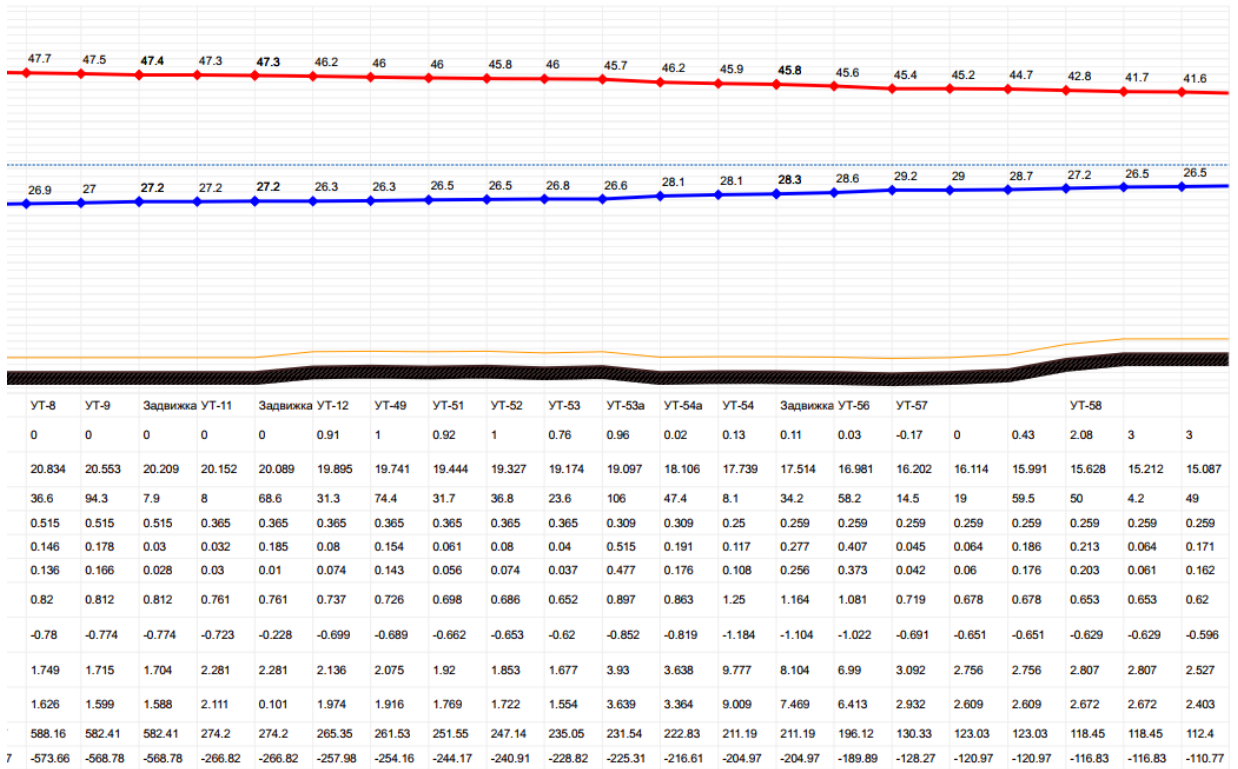
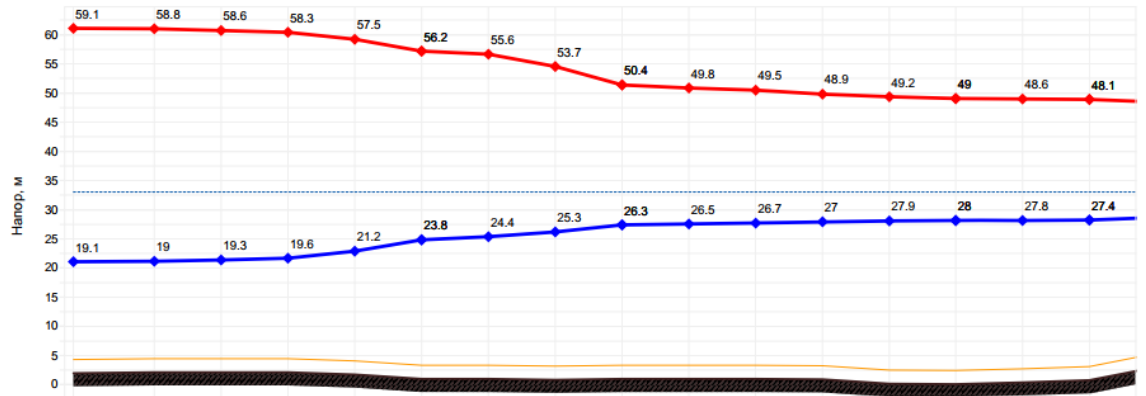
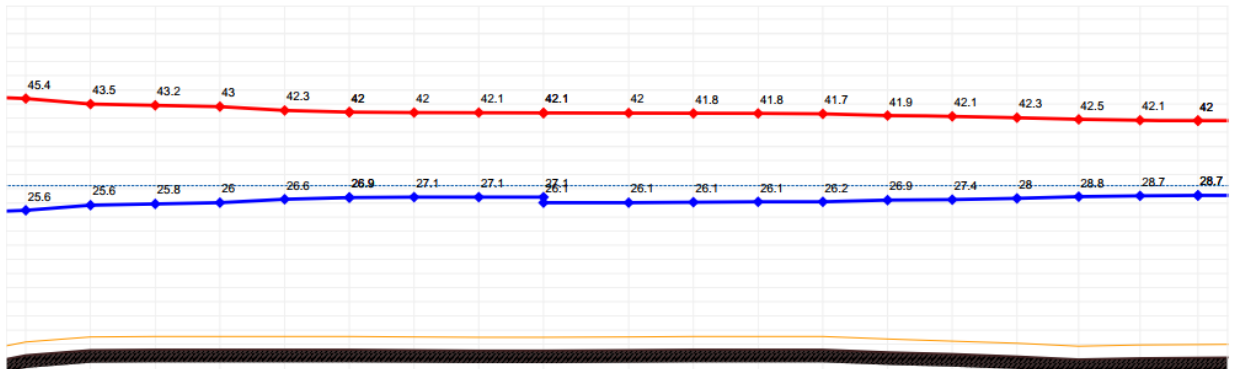


Рисунок 1.3.11. - пьезометрический график работы тепловых сетей от котельной №1



Наименование узла	Котельная 2	УТ-77	УТ-77а	УТ-76	УТ-76а	Задвижка	УТ-75		Задвижка	УТ-74	УТ-73	УТ-73а	УТ-25	Задвижка	УТ-24	Задвижка
Геодезическая высота, м	1.93	2.13	2.11	2.08	1.7	1	1	0.83	1	1	1	0.91	0.11	0.08	0.35	0.76
Располагаемый напор, м	40	39.852	39.316	38.746	36.264	32.317	31.279	28.399	24.047	23.305	22.797	21.902	21.291	20.967	20.871	20.706
Длина участка, м	24.5	17.2	18.1	72.7	122.3	8	109	194.8	8.8	21.3	43.1	49.9	15.5	8	8	54.5
Диаметр участка, м	0.414	0.309	0.309	0.309	0.309	0.3	0.309	0.309	0.3	0.309	0.3	0.309	0.309	0.309	0.25	0.259
Потери напора в ПТ, м	0.075	0.272	0.289	1.254	1.994	0.525	2.092	3.161	0.539	0.374	0.689	0.478	0.254	0.075	0.085	0.479
Потери напора в ОТ, м	0.073	0.265	0.281	1.228	1.952	0.513	0.788	1.191	0.203	0.134	0.206	0.133	0.07	0.021	0.08	0.45
Скорость воды в ПТ, м/с	1.054	1.892	1.892	1.843	1.841	1.953	1.841	1.841	1.953	1.769	1.665	1.503	1.489	1.489	1.23	1.146
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.028	-1.846	-1.846	-1.8	-1.799	-1.908	-1.115	-1.115	-1.183	-1.045	-0.898	-0.782	-0.771	-0.771	-1.178	-1.098
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	3.04	15.79	15.985	14.972	14.945	18.898	14.945	14.945	18.898	13.968	12.853	9.578	9.394	9.394	10.594	8.776
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	2.972	15.406	15.595	14.659	14.632	18.496	5.635	5.635	7.119	5.008	3.846	2.672	2.596	2.596	9.96	8.251
Расход в ПТ, т/ч	488.61	488.61	488.61	475.79	475.35	475.35	475.35	475.35	475.35	456.72	405.12	388.09	384.33	384.33	207.88	207.88
Расход в ОТ, т/ч	-488.61	-488.61	-488.61	-476.59	-476.16	-476.16	-295.12	-295.12	-295.12	-276.49	-223.98	-206.94	-203.97	-203.97	-203.97	-203.97



Наименование узла	УТ-26	УТ-27	УТ-27а	УТ-28		Задвижка	УТ-29	насосная 29к	УТ-29а	УТ-30а	УТ-30	УТ-31	УТ-32	УТ-32а	УТ-33	УТ-34	УТ-35	Задвижка	
Геодезическая высота, м	3	3.94	4	4	4	4	3.9	3.83	3.85	3.91	4	4	4	3.51	3.19	2.76	2.28	2.51	2.58
Располагаемый напор, м	19.778	17.906	17.447	17.008	15.753	15.08	14.981	14.942		15.874	15.685	15.647	15.53	15.007	14.745	14.278	13.74	13.376	13.26
Длина участка, м	109.9	31.8	34.8	39.9	49.5	8.3	3.3	6.3	15.2	39.9	8.4	26.6	38.1	20	36	42.2	33.1	5.8	3.4
Диаметр участка, м	0.259	0.259	0.259	0.25	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207
Потери напора в ПТ, м	0.965	0.237	0.227	0.649	0.348	0.051	0.02	0.01	0.025	0.098	0.02	0.061	0.271	0.136	0.242	0.278	0.189	0.046	0.016
Потери напора в ОТ, м	0.906	0.222	0.212	0.606	0.325	0.048	0.019	0.01	0.023	0.091	0.019	0.056	0.252	0.126	0.225	0.259	0.175	0.042	0.017
Скорость воды в ПТ, м/с	1.109	1.055	0.986	1.054	0.957	0.957	0.951	0.61	0.61	0.604	0.595	0.59	0.911	0.889	0.884	0.876	0.814	0.782	0.782
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.062	-1.009	-0.942	-1.007	-0.913	-0.913	-0.908	-0.58	-0.581	-0.575	-0.566	-0.561	-0.867	-0.846	-0.842	-0.834	-0.775	-0.744	-0.74
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	8.234	7.455	6.513	9.729	6.124	6.124	6.054	1.651	1.651	2.446	2.369	1.959	7.1	6.794	6.73	6.598	5.707	5.265	5.265
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	7.733	6.987	6.087	9.085	5.72	5.72	5.658	1.543	1.543	2.274	2.203	1.824	6.598	6.321	6.26	6.134	5.302	4.892	4.892
Расход в ПТ, т/ч	201.21	191.44	178.93	178.19	173.56	173.56	172.57	110.65	110.65	109.61	107.88	107	105.55	102.97	102.48	101.47	94.37	90.59	90.59
Расход в ОТ, т/ч	-197.3	-187.53	-175.02	-174.28	-169.65	-169.65	-168.72	-107.83	-107.83	-106.82	-105.15	-104.28	-102.87	-100.41	-99.92	-98.91	-91.97	-88.33	-88.3

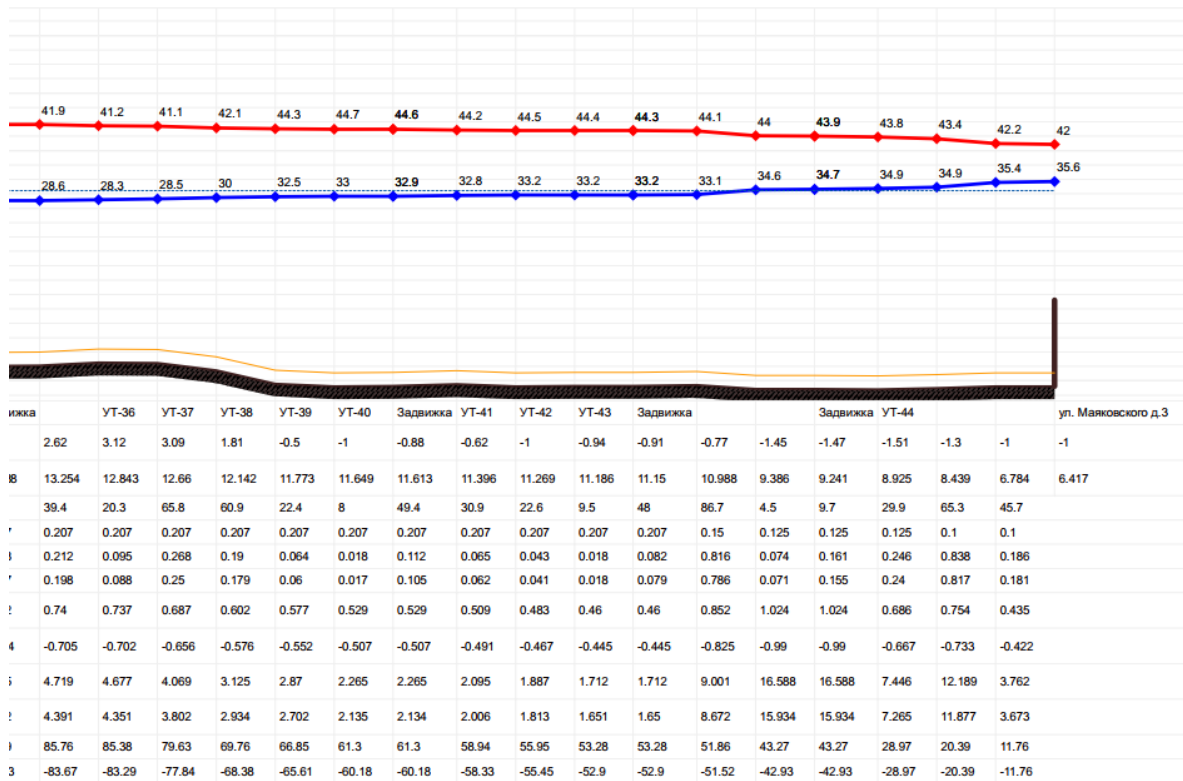


Рисунок 1.3.12. - пьезометрический график работы тепловых сетей от котельной №2.

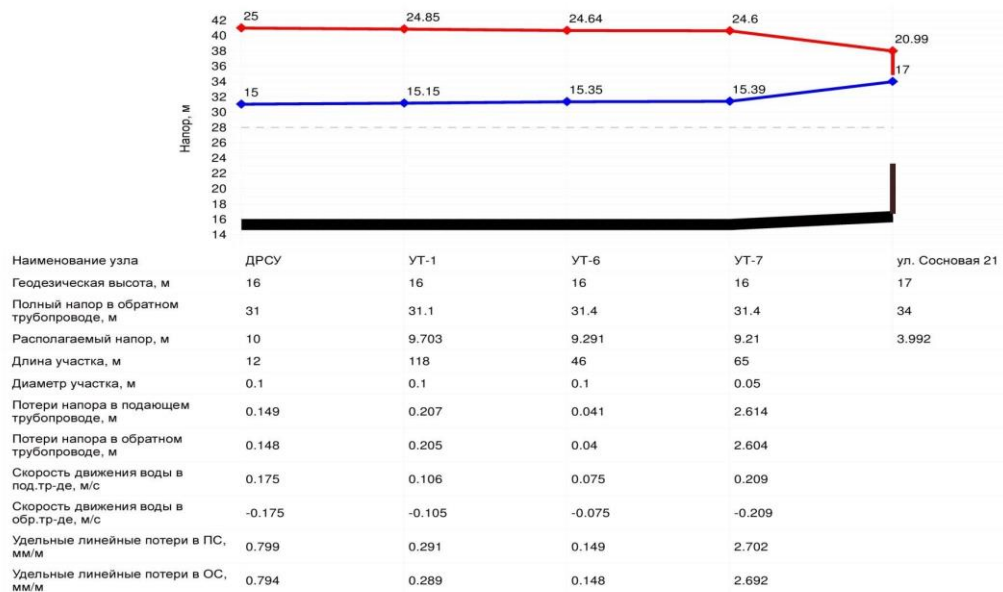


Рисунок 1.3.13. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной ДРСУ

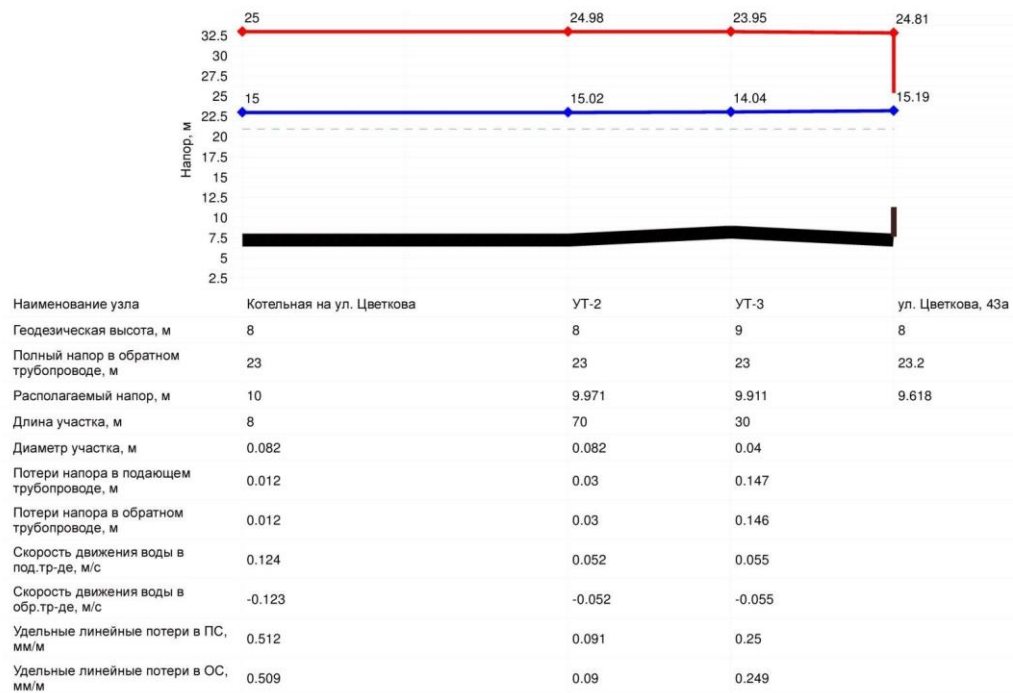


Рисунок 1.3.14. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной на ул. Цветкова

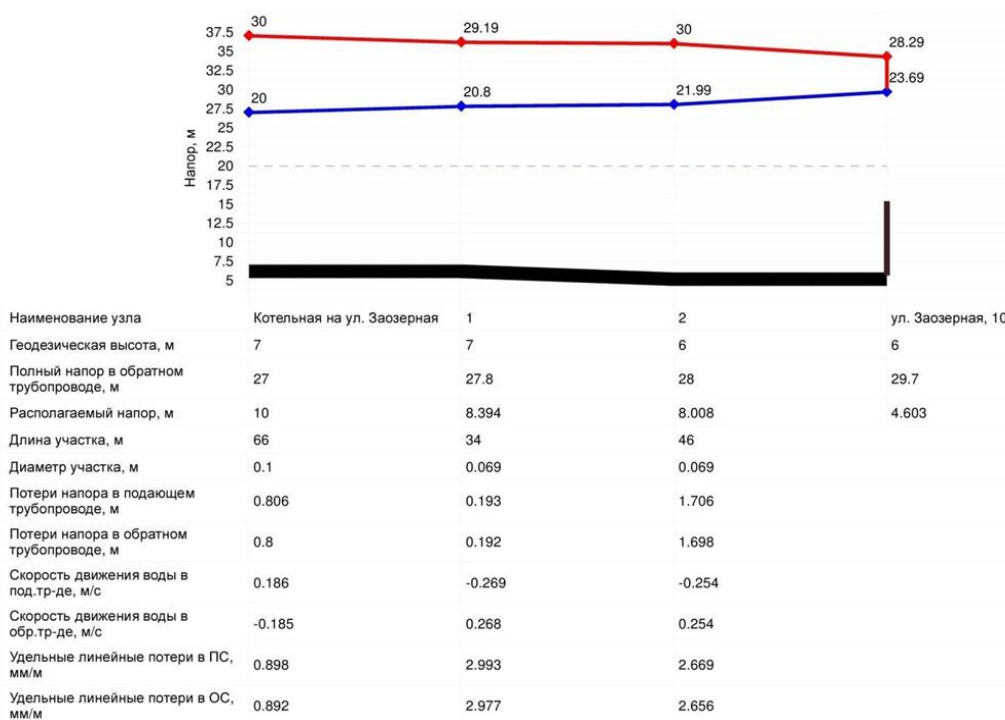


Рисунок 1.3.15. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной на ул. Заозерная

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

Авария – повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жил соцукультбыта на срок 36 ч и более.

Инцидент – отказ или повреждение оборудования и (или) трубопроводов тепловых сетей, отклонения от гидравлического и (или) теплового режимов, нарушение требований федеральных законов и иных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Технологические нарушения – нарушения в работе тепловых сетей, которые в зависимости от характера и тяжести последствий (воздействия на персонал, отклонения параметров энергоносителя, экологического воздействия, объемов повреждения оборудования, других факторов снижения надежности) подразделяются на аварии и инциденты, включая:

- технологический отказ – вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования, повреждение зданий и сооружений,

приведшие к нарушению процесса передачи тепловой энергии потребителям, если они не содержат признаков аварии;

- функциональный отказ – повреждение зданий, сооружений, оборудования (в том числе резервного и вспомогательного), не повлиявшие на технологический процесс передачи энергии, а также неправильное действие защит и автоматики, ошибочные действия персонала, если они не привели к ограничению потребителей и снижению качества отпускаемой тепловой энергии.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловых сетей:

- трубопроводов: сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов;
- задвижек: коррозия корпуса или байпаса задвижки, искривление или падение дисков, неплотность фланцевых соединений, засоры, приводящие к негерметичности отключения участков;
- компенсаторов.

Все отмеченные выше повреждения возникают в процессе эксплуатации в результате воздействия на элемент ряда неблагоприятных факторов. Причинами некоторых повреждений являются дефекты строительства.

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. Количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб и дефекты сварки труб при строительстве.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны: это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, заклинивание и падение дисков, расстройство фланцевых соединений).

За период с 2013 по 2021 год в г. Приозерск не было зафиксировано аварий на тепловых сетях с длительным отключением потребителей.

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей ведется надлежащим образом в журналах учета аварий и инцидентов. Время восстановления сетей не превышает нормативного.

В соответствии с СП 124.13330.2012 "Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003", при авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться:

- подача 100% необходимой теплоты потребителям первой категории (если иные режимы не предусмотрены договором);
- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий;

- заданный потребителем аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- заданный потребителем аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Нормативное среднее время, затрачиваемое на восстановление работоспособности тепловых сетей, приведено в таблице 1.3.16.

Таблица 1.3.16. Нормативное время на восстановление теплоснабжения

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
57-219	8
273-426	13
529-720	20
820-920	24
1020-1420	30

1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно, и, при необходимости, шурфовок. 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 также на основании выявленных при гидравлических испытаниях шурфовок, дефектов

1.3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) 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 строительного-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 раздельно. 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 теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистралы 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 теплоснабжения.

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 теплопотребления 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 магистралях, 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 магистралях, 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 теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления 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.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать нормативнотехнической документации.

1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Нормативные технологические потери тепловой энергии рассчитаны в соответствии с инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России №325 от 30.12.2008 на основании предоставленных г. Приозерск сведений.

Результаты расчета нормативов тепловых потерь приведены в таблицах 1.3.17-1.3.18.

Таблица 1.3.17. Результаты расчета нормативов тепловых потерь от утечки сетевой воды

Наименование потерь	Потери теплоносителя, т/ч		Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	
	в зимнем периоде	в летнем периоде	в зимнем периоде	в летнем периоде
Котельная № 1				
из подающего трубопровода	2,273	2,336	0,149	0,136
из обратного трубопровода	2,273	2,334	0,107	0,035
из систем теплоснабжения	2,528	1,977	0,120	0,093
Котельная № 2				
из подающего трубопровода	0,454	0,442	0,0308	0,0281
из обратного трубопровода	0,454	0,442	0,0086	0,0068
из систем теплоснабжения	0,84	0,769	0,05712	0,0315

Таблица 1.3.18. Результаты расчета нормативов тепловых потерь через тепловую изоляцию

Наименование потерь	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	
	В зимнем периоде	В летнем периоде
Котельная № 1		
из подающего трубопровода	1,01	0,5745
из обратного трубопровода	0,49117	0,17203
из систем теплоснабжения	-	-
Котельная № 2		
из подающего трубопровода	0,3039	0,34476
из обратного трубопровода	0,134	0,14219
из систем теплоснабжения	-	-

1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», в состав тарифа на передачу тепловой энергии и теплоносителя могут быть включены затраты на приобретение тепловой энергии для компенсации нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Затраты на компенсацию сверхнормативных затрат в состав тарифа быть включены не могут.

Так как не все потребители обеспечены индивидуальными узлами учета тепловой энергии, потери тепловой энергии в тепловых сетях определяют расчетным способом.

После установки приборов учета тепловой энергии у 100% потребителей, тепловые потери при транспорте тепловой энергии могут определяться путем вычитания показателей счетчиков отпущенной тепловой энергии, установленных на источниках централизованного теплоснабжения, и показаний приборов учета тепловой энергии, установленных у потребителей.

Тепловые потери в тепловых сетях представлены в таблице 1.3.17.

Таблица 1.3.19. Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование показателя	Единица измерения	2012	2013	2014	2015	2016	2018	2019	2021
Котельная № 1	Гкал	16891,36	20664,74	22679,85	20030,96	21631,67	27278,00	31306,9	17486,903
Котельная № 2	Гкал	-	-	-	3295,798	3754,568			4 972,587
Котельная ДРСУ	Гкал	39,74154	31,64469	34,9883	31,652	22,79467			-
Котельная Заозерная	Гкал	117,5749	119,3238	126,3471	111,1419	138,144			9,284
Котельная Цветкова	Гкал	644,7468	969,7759	1009,386	900,2194	889,1138			71,996
Котельная ДДИ	Гкал	81,25068	94,90423	78,34091	61,97282	67,4978	-		

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации тепловых сетей отсутствуют.

1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Наиболее распространенной схемой присоединения абонентов к тепловым сетям является схема с непосредственным разбором теплоносителя из тепловой сети для нужд горячего водоснабжения и зависимым (непосредственным) присоединением теплопотребляющих установок систем отопления (см. рисунок 1.3.16). Основными преимуществами данных схем является их дешевизна и простота эксплуатации.

Недостатком является отсутствие в таких схемах регуляторов расхода и температуры, приводящее к тому, что абонентские установки в процессе потребления начинают генерировать причины массовых нерасчетных условий работы всей системы теплоснабжения. Отсутствие приборов регулирования и использование теплоносителя для целей горячего водоснабжения приводит к тому, что температура воды в системах ГВС напрямую зависит от температуры теплоносителя и может существенно отклоняться от нормативной. В переходные периоды необходимость поддержания нормативной температуры (не ниже 60 °С) может являться причиной перетоков.

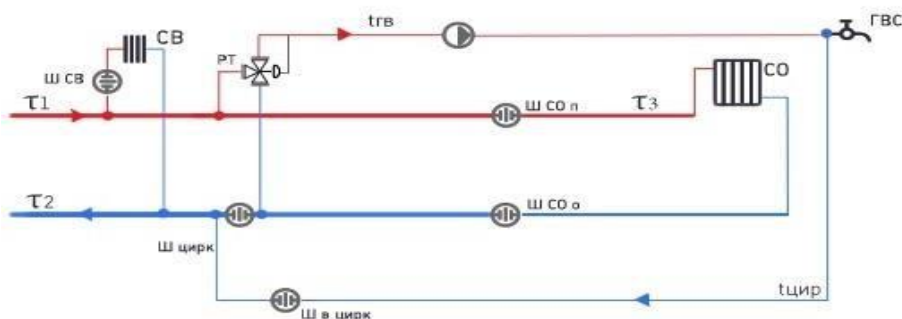


Рисунок 1.3.16. Схема подключения потребителей с непосредственным присоединением системы отопления и открытым водоразбором на ГВС

Ввиду изменения схемы присоединения ГВС потребителей тепловой с открытой на закрытую, при которой тепловая энергия поступает к потребителям при помощи теплообменного аппарата. Наиболее распространенная схема присоединения потребителей тепловой энергии при закрытой схеме представлена на рисунке 1.3.17.

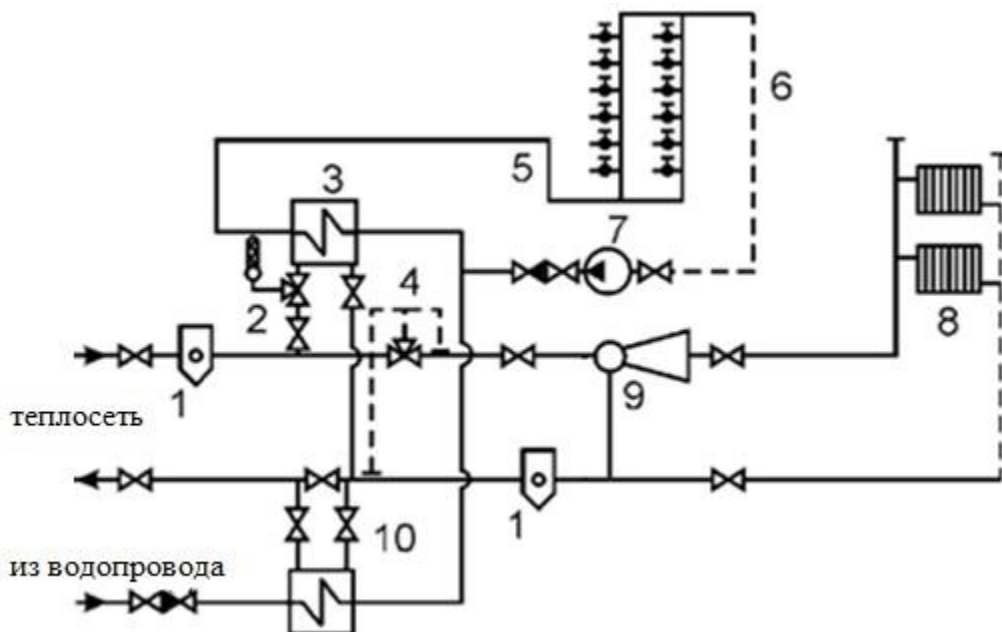


Рисунок 1.3.17. Двухступенчатая смешанная схема присоединения водонагревателей горячего водоснабжения

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

Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ на собственников помещений в многоквартирных домах и собственников жилых домов возложена обязанность по установке приборов учета энергоресурсов.

В соответствии с Федеральным законом (в ред. от 18.07.2011) от 23.11.2009 № 261-ФЗ до 1 июля 2012 года собственники помещений в многоквартирных домах обязаны обеспечить установку приборов учета тепловой энергии.

С 1 января 2012 г. вводимые в эксплуатацию и реконструируемые многоквартирные жилые дома должны оснащаться индивидуальными теплосчетчиками в квартирах. С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учета тепловой энергии.

Доля обеспечения потребителей с нагрузкой более 0,2 Гкал/час приборами учета г. Приозерск составляет 100%.

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

Согласно "Типовой инструкции по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения" МДК 4-02.2001 в ОЭТС должно быть обеспечено круглосуточное оперативное управление оборудованием.

На тепловых сетях г. Приозерск случаи аварий и повреждений фиксируются при плановых осмотрах и обходах участков и тепловых камер, а также потребителями и устраняются эксплуатирующей организацией – ООО «Энерго-Ресурс». Средства автоматизации, телемеханизации и связи на сетях отсутствуют. При резком нерасчётном увеличении подпитки на источниках теплоснабжения эксплуатирующий персонал и диспетчерская служба котельных незамедлительно сообщает в ООО «Энерго-Ресурс», или через АДС города, вследствие чего на обследование тепловых сетей направляется дежурная бригада ООО «Энерго-Ресурс» для выяснения причин или обнаружения и локализации повреждения.

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

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют центральные тепловые пункты и насосные станции.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточниках путем установки предохранительных клапанов, расширительных баков, а также защитных перемычек с обратными клапанами между коллекторами сетевых насосов.

Установленное оборудование удовлетворяет требованиям СП 124.13330.2012 "Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003" и СП 89.13330.2012 "Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76".

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

Согласно статьи 15 пункта 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ "О теплоснабжении" в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

На момент актуализации по состоянию на 01.01.2022 года в системе теплоснабжения города Приозерска бесхозяйные объекты централизованной системы теплоснабжения отсутствуют.

1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

В системах транспорта и распределения тепловой энергии - тепловых сетях должны составляться энергетические и режимные характеристики по следующим показателям:

Энергетические характеристики:

- тепловые потери;
- удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии;
- разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах или температура сетевой воды в обратном трубопроводе;
- потери (затраты) сетевой воды.

К режимным энергетическим характеристикам тепловых сетей (систем теплоснабжения в целом) относятся такие показатели, как:

- среднечасовой расход сетевой воды в подающем трубопроводе (в подающей линии) системы теплоснабжения, отнесенный к единице расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей (удельный расход сетевой воды);
- разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах (в подающей и обратной линиях) системы теплоснабжения или температура сетевой воды в обратном трубопроводе системы теплоснабжения (при заданной температуре сетевой воды в подающем трубопроводе).

Энергетические характеристики по источникам теплоснабжения представлены в таблице 1.3.20.

Таблица 1.3.20 Энергетические характеристики тепловых сетей на территории Приозерского городского поселения

Наименование источника	Тепловые потери, Гкал/год	Удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии кВт*час/Гкал	Разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах или температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Потери (затраты) сетевой воды, м ³
Котельная №1	17486,903	34,86	25	н/д
Котельная №2	4 972,59		25	н/д
Котельная ДРСУ	-		25	н/д
Котельная ул. Заозерная	9,284		25	н/д
Котельная ул. Цветкова	71,996		25	н/д
Котельная ДДИ	-		25	н/д

1.3.23. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошло.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

1.4.1. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения

Производство тепловой энергии для отопления жилых домов, административных и социальных объектов на территории города осуществляют 6 котельных ООО "Энерго-Ресурс".

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, обеспечивающих тепловой энергией население и бюджетные организации города, отсутствуют.

Размещение источников тепловой энергии с адресной привязкой и существующие зоны действия котельных представлены на рисунке 1.4.1.

Как видно из рисунка 1.4.1, зона действия Котельной № 1 покрывает порядка 80% площади централизованного теплоснабжения.

Однако, следует отметить, что ввиду вывода из эксплуатации в ноябре 2017 года котельной МКР-3, ее тепловая нагрузка была переключена на котельную № 2.

Теплоснабжение территории городского поселения, не попадающей в зоны действия котельных ООО "Энерго-Ресурс", осуществляется от индивидуальных источников.

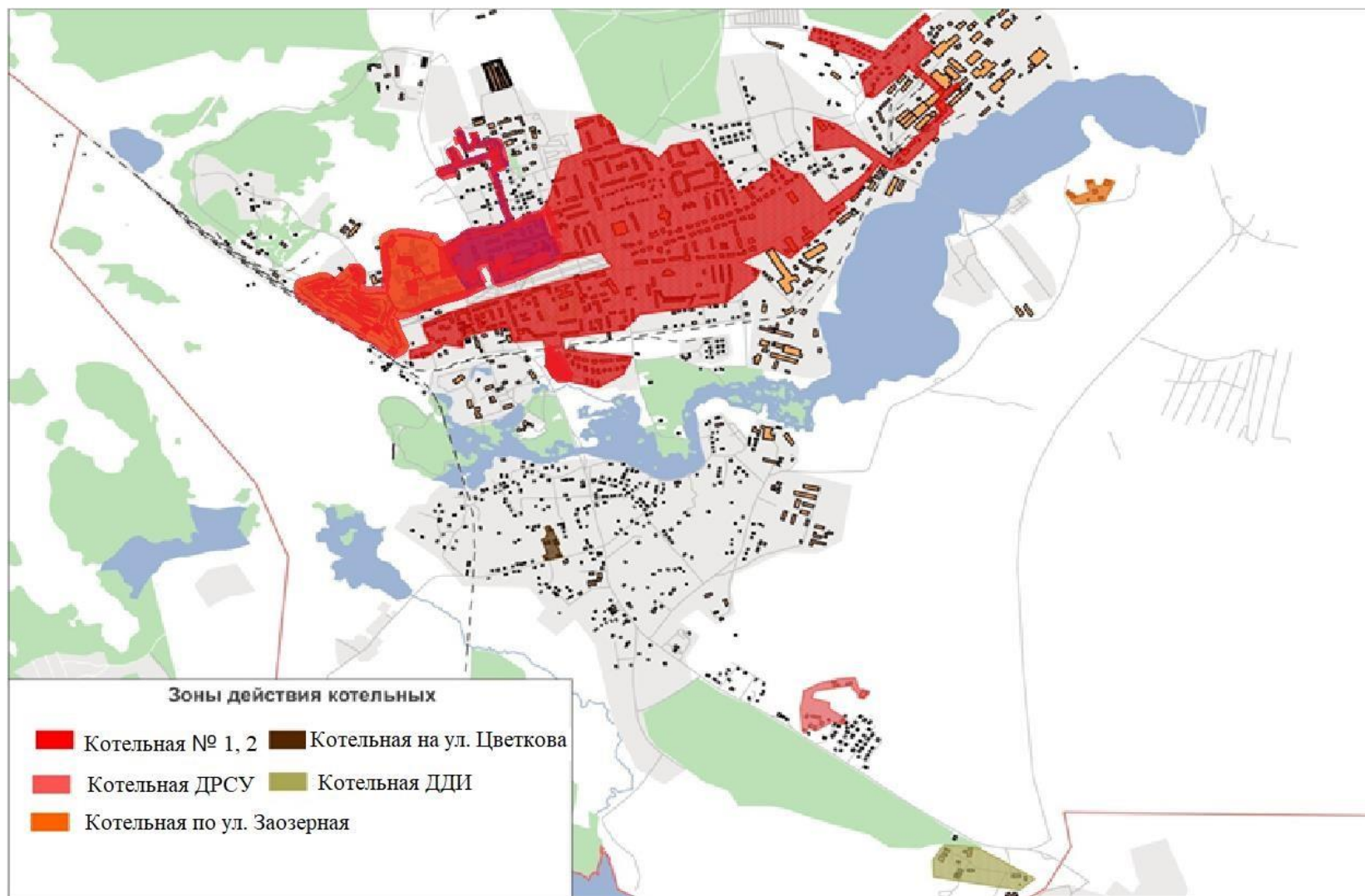


Рисунок 1.4.1. Зоны действия источников тепловой энергии

1.4.2. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошло.

1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Территория Приозерского городского поселения формируется из одного населенного пункта: г. Приозерск.

В таблице 1.5.1. представлены значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления.

Таблица 1.5.1. Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления 2021 г.

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч									Всего суммарная нагрузка
	жилая застройка			общ.-деловая застройка			прочие			
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
г. Приозерск	33,749	10,264	44,012	11,227	0,418	11,645	3,220	0,127	3,333	58,990

1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии за 2021 год представлены в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2. Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии за 2021 год

Параметр	Установленная (располагаемая) мощность	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Вид нагрузки, Гкал/ч		
			Отопление	Вентиляция	Горячее водоснабжение
Исходная информация					
<i>ООО "Энерго-Ресурс"</i>					
Котельная № 1	44,38 (44,38)		37,30	1,49	5,60
Котельная № 2	25,2 (25,2)		11,91	0,52	1,30
Котельная на улице Цветкова	0,5 (0,5)		0,066	-	-
Котельная ДРСУ	1,56 (1,56)		0,171	-	-
Котельная ДДИ	3,7 (3,7)		0,698	-	0,17
Котельная на улице Заозерная	1,61 (1,61)		0,175	-	-
Актуализированная на 01.01.2021 г. информация					
Котельная № 1 и № 2	60,85(59,86)		48,29	2,01	6,9
Котельная на улице Цветкова	0,072 (0,072)		0,07	-	-
Котельная ДРСУ	1,56 (1,56)		0,18	-	-
Котельная ДДИ	3,54 (3,54)		1,19	-	0,17
Котельная на улице Заозерная	1,61 (1,61)		0,18	-	-
Актуализированная на 01.01.2022 г. информация					
Котельная № 1 и № 2	60,85(60,85)	57,200	48,29	2,01	6,9
Котельная на улице Цветкова	0,570 (0,570)	0,070	0,07	-	-
Котельная ДРСУ	1,56 (1,56)	0,180	0,18	-	-
Котельная ДДИ	3,54 (3,54)	1,360	1,19	-	0,17
Котельная на улице Заозерная	1,61 (1,61)	0,180	0,18	-	-

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха по потребителям представлены в таблице 1.5.3.

Таблица 1.5.3. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч Теплот. Пасп	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч Теплот. Пасп.	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/ч теплот. Пасп.	Суммарная нагрузка систем здания, Гкал/ч
Котельные №1 и №2								
Ленина ,11	-	0,6933	0,06933	-		-	0	0,6933
Ленина ,13	-	0,054	0,054	-		0,01	0,01	0,064
Ленина ,15	-	0,069	0,069	-		0,02	0,016	0,085
Ленина ,17	-	0,068	0,068	-		0,02		0,083
Ленина ,19	-	0,054	0,054	-		0,01	0,01	0,064
Ленина ,21	-	0,08	0,08	-		0,02	0,015	0,095
Ленина ,23	-	0,074		-		0,02		0,089
Ленина ,25	-	0,052		-		0,01		0,064
Ленина ,27	-	0,068	0,053907	-		0,01	0,045668	0,077
Ленина ,29	-	0,068		-		0,02		0,084
Ленина ,31	-	0,052	0,03621	-		0,02	0,050862	0,067
Ленина ,33	-	0,075	0,05596	-		0,02	0,075942	0,091
Ленина ,34	-	0,28	0,28	-		0,17	0,096	0,45
Ленина ,44	-	0,078		-		0,01		0,088
Ленина ,46	-	0,057		-		0,01		0,07
Ленина ,50	-	0,055		-		0,01		0,061
Ленина ,52	-	0,078		-		0,01		0,092
Ленина ,54	-	0,073		-		0,01		0,084
Ленина ,56	-	0,056		-		0,01		0,065
Ленина ,58	-	0,068		-		0,01		0,079
Ленина ,60	-	0,071		-		0,01		0,085
Ленина ,62	-	0,052		-		0,01		0,061
Ленина ,64	-	0,078		-		0,01		0,09
Гагарина ,12	-	0,33	0,33052	-		0,19	0,185	0,515
Ленина ,66	-	0,078	0,078	-		0,01	0,014	0,092
Ленина ,68	-	0,053	0,053	-		0,01	0,01	0,063
Ленина ,70	-	0,053	0,053	-		0,01	0,014	0,067
Ленина ,72	-	0,0368	0,0368	-		0,05	0,05377	0,09057
Ленина ,74	-	0,052	0,052	-		0,01	0,007	0,0589
Ленина ,76	-	0,053	0,053	-		0,01	0,011	0,064
Ленина ,78	-	0,014		-		0,01		0,019
Ленина ,80	-	0,052		-		0,01		0,063

Ленина ,82	-	0,015		-		0,01		0,02
Ленина ,84	-	0,036		-		0,01		0,045
Ленина ,70a	-	0,223	0,223	-		0,13	0,056	0,352
Гагарина,4	-	0,148	0,125081	-		0,03	0,110753	0,179
Гагарина,6	-	0,145	0,119687	-		0,03	0,110753	0,179
Гагарина,7	-	0,037		-		0,01		0,044
Гагарина,9	-	0,037		-		0		0,041
Гагарина,11	-	0,036		-		0,01		0,047
Гагарина,13	-	0,036		-		0,01		0,041
Гагарина,15	-	0,037		-		0,01		0,044
Поперечная,3	-	0,036		-		0,01		0,044
Поперечная,4	-	0,036		-		0,01		0,045
Бумажников,12	-	0,037		-		-		0,037
Бумажников,14	-	0,037		-		-		0,037
Бумажников,18	-	0,015		-		-		0,015
Ленина ,60a	-	0,374	0,374	-		0,14	0,137	0,511
Ленина ,62a	-	0,275	0,275	-		0,08	0,079	0,354
Калинина,14	-	0,378	0,378	-		0,1	0,1	0,478
Калинина,16	-	0,31	0,31	-		0,18	0,091	0,49
Калинина,18	-	0,31	0,31	-		0,17	0,078	0,475
Калинина,20	-	0,192	0,192	-		0,08	0,077	0,269
Калинина,22	-	0,156	0,177	-		0,08	0,028	0,238
Калинина,24	-	0,177	0,177	-		0,03	0,027	0,204
Калинина,26	-	0,093	0,093	-		0,02	0,02	0,113
Калинина,28	-	0,057	0,057	-		0,01	0,01	0,067
Калинина,30	-	0,097	0,097	-		0,02	0,015	0,112
Калинина,32	-	0,176	0,176	-		0,03	0,032	0,208
Калинина,22a	-	0,192	0,192	-		0,06	0,064	0,256
Калинина,41	-	0,249	0,249	-		0,17	0,084	0,419
Калинина,43	-	0,249	0,249	-		0,17	0,083	0,42
Калинина,45	-	0,249	0,249	-		0,09	0,089	0,338
Калинина,47	-	0,391	0,391	-		0,21	0,11	0,599
Калинина,49	-	0,391	0,391	-		0,22	0,118	0,609
Калинина общ.,39	-	0,118		-		0,03		0,151
Речная,2	-	0,345		-		0,2		0,544
Чапаева,23	-	0,29	0,290171	-		0,18	0,177831	0,468
Чапаева,35	-	0,306	0,306	-		0,07	0,065	0,371
Чапаева,37	-	0,354	0,3542	-		0,26	0,25582	0,61
Суворова,29	-	0,322	0,27789	-		0,17	0,1652	0,487
Суворова,31	-	0,281	0,280997	-		0,18	0,179984	0,461
Суворова,33	-	0,269	0,268715	-		0,2	0,199107	0,468
Суворова,35	-	0,124	0,124	-		0,11	0,11248	0,236
Суворова,38	-	0,233	0,23309	-		0,19	0,1884	0,421

Суворова,34	-	0,26	0,2598	-		0,2	0,2015	0,462
Суворова,36	-	0,258	0,25813	-		0,27	0,1901	0,526
Суворова,40	-	0,329	0,329	-		0,08	0,20274	0,405
Суворова,42	-	0,33	0,33	-		0,2	0,20274	0,533
Гоголя,15	-	0,235	0,235	-		0,19	0,18885	0,4238
Гоголя,30	-	0,443	0,442764	-		0,3	0,30013	0,743
Гоголя,32	-	0,365	0,36512	-		0,22	0,22373	0,589
Гоголя,34	-	0,2328	0,23282	-		0,18	0,1813	0,4138
Гоголя,35	-	0,073		-		0,02		0,096
Гоголя,38	-	0,282	0,28194	-		0,2	0,19496	0,477
Гоголя,40	-	0,193	0,192704	-		0,16	0,155775	0,349
Гоголя,42	-	0,179	0,17942	-		0,25	0,246407	0,425
Гоголя,43	-	0,193	0,192704	-		0,15	0,14667	0,34
Гоголя,46	-	0,338	0,338	-		0,08	0,08	0,418
Гоголя,48	-	0,279	0,279	-		0,2	0,201104	0,48
Гоголя,50	-	0,184	0,184056	-		0,14	0,142181	0,326
Гоголя,52	-	0,173	0,173197	-		0,15	0,149076	0,322
Гоголя,54	-	0,275		-		0,11		0,381
Гагарина ,16 п.4	-	0,2942	0,669879	-		0,2	0,392634	0,4905
Гагарина,16 п.7	-	0,5148		-		0,2		0,7111
Гагарина ,18	-	0,27	0,268187	-		0,24	0,241992	0,51
Ленинградская,24	-	0,528	0,528	-		0,3	0,30233	0,83
Ленинградская,22	-	0,392	0,392	-		0,11	0,23897	0,504
Гастелло,2	-	0,187	0,187	-		0,07	0,065	0,252
Калинина,13	-	0,112	0,112	-		0,02	0,023	0,135
Калинина,15	-	0,078	0,06309	-		0,08	0,06064	0,1577
Калинина,17	-	0,105	0,09826	-		0,09	0,07655	0,19
Калинина,19	-	0,202	0,202	-		0,04	0,042	0,244
Калинина,23	-	0,242	0,242	-		0,06	0,058	0,3
Калинина,23а	-	0,26	0,26	-		0,06	0,061	0,321
Калинина,29	-	0,275	0,275	-		0,11	0,113	0,388
Калинина, 25,(ИТП1)	-	0,277	0,2779	-		0,18	0,091	0,458
Калинина, 25,(ИТП2)	-	0,147		-		0,11		0,257
Калинина,27а	-	0,275	0,27496	-		0,12	0,117	0,392
Красноармейская,3//1	-	0,167	0,16728	-		0,08	0,0963	0,242
Красноармейская,3//2	-	0,243	0,24297	-		0,02	0,021	0,264
Красноармейская,3//3	-	0,4087	0,4087	-		0,33	0,21	0,743
Комсомольская,3	-	0,222	0,222	-		0,06	0,057	0,279
Красноармейская,5	-	0,313	0,25179	-		0,08	0,20637	0,395
Красноармейская,6	-	0,19	0,19	-		0,12	0,051	0,312
Красноармейская,7	-	0,288	0,288	-		0,15	0,055	0,435
Красноармейская,8	-	0,222	0,222	-		0,05	0,049	0,271
Северопарковая,3	-	0,284		-		0,09		0,372

Портовая,5	-	0,04		-		0,01		0,051
Портовая,7	-	0,069		-		0,02		0,085
Советская,9	-	0,046	0,035571	-		0,01	0,056567	0,058
Советская,11	-	0,056		-		0,01		0,067
Советская,12	-	0,066	0,052838	-		0,01	0,021543	0,077
Советская,1	-	0,084		-		0,03		0,114
Советская,1а	-	0,09	0,09	-		0,01	0,011	0,101
Советская,3	-	0,021	0,02	-		0,04	0,04045	0,061
Литейная,5	-	0,051		-		0,03		0,08
Литейная,7	-	0,07		-		0,04		0,11
Литейная,9	-	0,059		-		0,03		0,085
Литейная,11	-	0,059		-		0,03		0,089
Литейная,13	-	0,075		-		0,03		0,105
Литейная,5а	-	0,06		-		0		0,063
Героя Богданова,2	-	0,059		-		0,03		0,085
Героя Богданова,4	-	0,059		-		0,03		0,085
Героя Богданова,6	-	0,059		-		0,03		0,089
Героя Богданова,7	-	0,076		-		0,03		0,106
Героя Богданова,8	-	0,059		-		0,03		0,091
Героя Богданова,9	-	0,076		-		0,03		0,105
Героя Богданова,10	-	0,059		-		0,03		0,089
Героя Богданова,11	-	0,076		-		0,03		0,105
Героя Богданова,12	-	0,059		-		0,03		0,089
Героя Богданова,13	-	0,011		-		0		0,012
Героя Богданова,15	-	0,011		-		0		0,013
Героя Богданова,17	-	0,011		-		0,01		0,023
Героя Богданова,19	-	0,011		-		0		0,014
Героя Богданова,14	-	0,011		-		0		0,013
Героя Богданова,16	-	0,011		-		0		0,0123
Героя Богданова,18	-	0,011		-		0		0,0124
Героя Богданова,20	-	0,011		-		0		0,012
Героя Богданова,22	-	0,011		-		0		0,013
Ларионова,1	-	0,022		-		-		0,022
Ларионова,2	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,3	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,4	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,5	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,6	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,7	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,8	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,9	-	0,02		-		-		0,02
Ларионова,11	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,12	-	0,021		-		-		0,021

Ларионова,13	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,14	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,15	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,16	-	0,02		-		-		0,02
Ларионова,18	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,19	-	0,021		-		-		0,021
Ларионова,20	-	0,02		-		0		0,021
Ларионова,21	-	0,021		-		-		0,021
Маяковского,3	-	0,319	0,31927	-		0,18	0,1804	0,499
Маяковского,15	-	0,22	0,219825	-		0,167	0,166893	0,387
Маяковского,17а	-	0,134	0,134145	-		0,07	0,069572	0,204
Маяковского,17б	-	0,109	0,134145	-		0,036	0,036249	0,145
Инженерная,7	-	0,024		-		-		0,024
Инженерная,11	-	0,027		-		0,02		0,051
Инженерная,12	-	0,012		-		-		0,012
Инженерная,14	-	0,012		-		-		0,012
Инженерная,16	-	0,023		-		-		0,023
Инженерная,18	-	0,023		-		-		0,023
Инженерная,19	-	0,028		-		-		0,028
Инженерная,24	-	0,031		-		0,01		0,041
Инженерная,21	-	0,028		-		-		0,028
Инженерная,22	-	0,022		-		0		0,025
Ленина ,34	-	0,28		-		0,1		0,376
Ленина ,36	-	0,40281	0,40281	-		0,2	0,082288	0,60281
Ленина ,38	-	0,394	0,394	-		0,13	0,131	0,525
Ленинградская,1	-	0,144	0,143788	-		0,065	0,65391	0,209
Ленинградская,3	-	0,144	0,143946	-		0,065	0,65391	0,209
Ленинградская,5	-	0,143	0,143471	-		0,065	0,65391	0,208
Гоголя,11	-	0,305	0,305	-		0,1	0,095	0,4
Гоголя,26	-	0,275	0,275	-		0,08	0,08	0,355
Гоголя,28	-	0,17	0,16991	-		0,15	0,15346	0,323
Чапаева,20	-	0,369	0,369	-		0,23	0,13	0,603
Чапаева,22	-	0,381	0,381	-		0,21	0,113	0,591
Чапаева,26	-	0,386	0,386	-		0,12	0,119	0,505
Чапаева,28	-	0,385	0,385	-		0,11	0,11	0,495
Чапаева, 34,(ИТП1)	-	0,532	0,532	-		0,16	0,164	0,696
Чапаева, 34,(ИТП2)	-	0,365		-		0,16		0,5246
Чапаева,16 к.1	-	0,06	0,05896	-		0,04	0,038205	0,098
Чапаева,16 к.2	-	0,06	0,05896	-		0,04	0,040322	0,1
Чапаева,16 к.3	-	0,06	0,058986	-		0,05	0,053054	0,11
Чапаева,16 к.4	-	0,06		-		0,05		0,11
Чапаева,16 к.6	-	0,06		-		0,04		0,1
Чапаева,16 к.7	-	0,06		-		0,04		0,1

Чапаева,18 к.1	-	0,06		-		0,04		0,1
Чапаева,18 к.2	-	0,06		-		0,04		0,1
Чапаева,18 к.3	-	0,06		-		0,04		0,1
Чапаева,18 к.4	-	0,06		-		0,04		0,1
Горького,32	-	0,197	0,1914	-		0,21	0,2066	0,407
Привокзальная,1	-	0,018		-		-		0,018
Привокзальная,7	-	0,281	0,2813	-		0,1875	0,18749	0,4685
Привокзальная,9	-	0,269	0,27933	-		0,214	0,21432	0,483
Привокзальная,11	-	0,042	0,037171	-		0,007	0,032576	0,049
Привокзальная,5	-	0,286	0,22847	-		0,176	0,15606	0,462
Береговая,2	-	0,042	0,032712	-		0,011	0,006991	0,053
Привокзальная,13	-	0,079	0,070236	-		0,017	0,072605	0,096
Привокзальная,15	-	0,089	0,084872	-		0,017	0,069572	0,106
Привокзальная,17	-	0,089		-		0,017		0,106
Исполкомовская,9	-	0,033		-		0,005		0,038
Кирова,12	-	0,053		-		0,02		0,073
Кирова,14	-	0,064		-		0,017		0,081
Кирова,3	-	0,083	0,08324	-		0,072	0,0143	0,155
Кирова,4	-	0,065	0,06548	-		0,075	0,075578	0,14
Кирова,6	-	0,119	0,111126	-		0,06	0,081344	0,179
Ленина,2	-	0,087	0,062448	-		0,045	0,063173	0,132
Ленина,4	-	0,098	0,062448	-		0,039	0,053054	0,137
Ленина,6	-	0,098		-		0,058		0,156
Ленина,8	-	0,092	0,055051	-		0,036	0,069576	0,128
Ленина,10	-	0,07	0,08022	-		0,014	0,06894	0,084
Ленина,16	-	0,7597	0,07597	-		0,011	0,011	0,7707
Ленина,18а	-	0,009		-		0,001		0,01
Комсомольская,6	-	0,0776	0,0776	-		0,149	0,15913	0,2266
Комсомольская,13	-	0,052		-		0,015		0,067
Бюджетные организации								
ЦДТ,Ленина 48	-	0,163	0,13146	-		0,02	0,014765	0,178
Дет. сад №9,Гоголя 36	-	0,183	0,18327	-		0,16	0,16	0,343
Дет. сад №5,Ленина 58	-	0,223	0,30894	-		0,12	0,115259	0,338
ГКЦ "Карнавал",Ленина 41	-	0,179	0,205	-		-		0,205
СЮТ (Ленина) ,	-	0,034		-		-		0,034
УПФ РФ,Ленина 15а-2	-	0,053	0,069	-		-		0,069
УПФ РФ,Ленина 15а-1	-	0,017	0,028	-		0	0,003	0,031
Дет. сад №8,Калинина 28а	-	0,108	0,10879	-		0,1	0,104345	0,212
Дет. сад №1,Калинина 27а	-	0,184		0,09		0,13		0,404
Школа №4,Калинина 27	-	0,386	0,38655	-		0,06	0,057328	0,443
Школа-сад ,Гастелло 3	-	0,16	0,16	0,04	0,0422	0,06	0,061355	0,2642
ЦРБ,Калинина35 корп. 1Лечебнодиагностический корпус	-	0,789		-		0,4		1,189
Новый корпус ЦРБ,Калинина35Лечебнохирургический корпус	-	0,113	0,89226	0,54		0,24	0,242	0,893

Калинина35 корп. 2аптека			0,055				0,02273	
Калинина35 корп. 3пищблок			0,024				0,02818	
Калинина35 корп. 4мастерские АХЧ			0,01					
Калинина35 корп. 5Поликлиника			0,307				0,08692	
Калинина35 корп. 6Главный корпус			0,254				0,0571	
Калинина35 корп. 7Родильное отделение			0,118				0,04305	
Калинина35 корп. 8Инфекционное отделение			0,048				0,04774	
Калинина35 корп. 9Корпус томографии			0,016				0,0076	
Калинина35 корп. 10Корпус гаражей			0,06					
Калинина35 лит. Издание гаража			0,025					
Калинина35 корп. 12Здание ремонтной зоны и прачечной			0,039				0,04147	
Школа №1,Северопарковая 5	-	0,371	0,39343	0,04	0,03715	0,11	0,1095	0,5155
Центр гигиены ,Калинина 31	-	0,081		-		0,16		0,265
МЧС,Жуковского 6	-	0,047		-		-		0,047
Колледж-общез.,Чапаева 21	-	0,183		-		0,01		0,206
Колледж,Чапаева 19	-	0,237		-		0,22		0,726
Район. библ-ка,Калинина 20а	-	0,121		-		0,01		0,127
ФОК Юность (бассейн),Калинина 39а	-	0,181	0,18157	0,22	0,21632	0,13	0,13245	0,529
СК Юность (стадион),Калинина 41а	-	0,055		-		0,02		0,07
Детская юношенская оздоровительная школа,Калинина 41а	-	0,02		-		-		0,02
Исполкомовская,6	-	0,134	0,126929	-		0,01	0,013488	0,143
Гаражи ,Калинина 9	-	0,015	0,01534	-		0		0,018
Архив Советская 18	-	0,021	0,01793	-		-		0,018
Художеств.школа ,Советская 20	-	0,022		-		-		0,022
ЗАГС, Красноармейская 1	-	0,03	0,02423	-		0	0,003	0,033
ПРАУ ,Комсомольская 1	-	0,025	0,025524	-		-		0,025
Военкомат,Портовая 1	-	0,0254		-		-		0,0254
ККЗ,Калинина 11	-	0,092		-		-		0,092
Городская библ-ка,Исполкомовская 5	-	0,013		-		0		0,016
Гагарина ,12	-	0,33		0,07		0,19		0,586
Пожарная (Песочная),Красноарм.41	-	0,07	0,07	0,28	0,28	0,11	0,10692	0,458
ИФНС,	-	0,082		-		0,02		0,104
Городские бани,	-	0,118	0,05091	-		1,1	1,0218	1,218
Гор.суд,Калинина 21	-	0,103	0,10162	-		0,01		0,15
Детская школа искусств,Портовая 1а	-	0,059		-		0,01		0,067
Гараж суда,Калинина 21а	-	0,011		-		-		0,011
МП "ПКС" ВОС ,	-	0,123	0,111866	-		0		0,1263
КНС №3,	-	0,031		-		-		0

Прочие,	-	0		-		-		0
ПРАУ морг,Калинина 35	-	0,027	0,02829 7	-		0,04	0,04029	0,0686
ЗАО "Тандер" (Красноармейская 3/1),	-	0,054		-		-		0,057
ТК Атлант,Исполкомовская	-	0,108	0,1038	-		-		0,104
Комитет финансов,Исполкомовская 6	-	0,02		-		-		0,02
Ленсвязь,	-	0,149		-		-		0,149
Почтамт,Калинина 9	-	0,098		-		-		0,098
ПО Лидер ,Калинина 51	-	0		-		-		0
АТП-1(Калинина),	-	0,126		-		0		0,129
ТУСМ,	-	0,037		-		-		0,037
Пристр.Гагар.18,	-	0,107		-		-		0,107
Кооператор,	-	0,045	0,0356	-		0		0,031
ПМК-151,	-	0,07		-		0,01		0,076
Инженерная,26	-	0,025		-		-		0,025
Инженерная,28	-	0,024		-		0,01		0,038
Инженерная,13	-	0,024		-		0,01		0,036
Инженерная,6	-	0,024		-		0,01		0,036
Гостиница Гранат,Инженерная 1	-	0,061	0,05376	-		0,03	0,049782	0,104
Гаст-Хаус,Литейная 3	-	0,002		-		-		0,002
Русавто,Ленинградское шоссе 2а	-	0,056	0,051	-		-		0,051
Навигатор,Ленинградское шоссе 2а	-	0,094	0,084	-		-		0,095
Евразия (Ленина 36),	-	0		-		0,01		0,009
ООО "Энергия" (Бумажников 2а),	-	0,009		-		-		0,009
Бойлерная,Гагарина 1а	-	0,009		-		0		0,01
КНС №4 (Гоголя),(около ж.д.43)	-	0,011		-		-		0,011
ООО "Северный парк",	-	0,116		0,21		0,05		0,376
Гостиница Кекзгольм,Советская 18а	-	0,034		-		0,02		0,053
МТК Магнит ,Гоголя 44	-	0,0865		-		-		0,0865
ООО "ПриИСК" (гост. Корела),Калинина 11	-	0	0	-		-		0,181
Лесплитинвест,Инженерная 13	-	0,024		-				
Лесплитинвест,Инженерная 6	-	0,022		-				
Гагарина 1	-	0,16		-		-		0,16
Адм-ция МО ,Ленина 10	-	0,07	0,066796	-		0,012	0	0,0865
Жуковского 9	-	0,062	0,0542	-		0,006	0	0,046
КШИ (учебн.корпус),	-	0,237	0,225027	-		0,013	0,02364	0,321
КШИ (Спальн.корп.),	-	0,35		-		0,026		0,376
Гаражи,	-	0,022		-		0,003		0,025
Дет. сад №5,Маяковская 19	-	0,084	0,08253	-		0,08	0,079822	0,164
ОВД,Ленина 12	-	0,186		-		0,022		0,208
ОВД,Ленина 12а	-	0,036		-		-		0,036
ОВД,Кирова	-	0,0249		-		-		0,0249

ГАИ,	-	0,017		-		-		0,017
Гараж ОВД,	-	0,032		-		-		0,032
Гараж ОВО ,	-	0,012		-		0,003		0,015
Прокуратура,	-	0,033		-		-		0,035
Прочие,	-	0		-		-		0
РЭС,	-	0,055		-		0,009		0,064
Банк "С-Петербург"+админ, Ленина 18	-	0,062	0,04538	-		0,003	0,013139	0,04
Вокзал,	-	0,069		-		-		0,069
Пост ЭЦ,	-	0,086		-		0,009		0,095
Дом связи ШЧ-13,	-	0,033		-		-		0,033
Мастерские ПЧ-16,	-	0,143		-		0,21		0,353
Гараж ПЧ-16,	-	0,072		-		0,056		0,128
Компрессорн.ПЧ-16,	-	0,027		-		-		0,027
Контора ПЧ-16,	-	0,032		-		0,003		0,035
Ростелеком,	-	0,034		-		-		0,034
Ростелеком,	-	0,029		-		-		0,029
Комитет образования ,Маяковская 36	-	0,189	0,0657	-	0,00662	0,019	0,0191	0,208
Ленэнерго,	-	0,106		-		0,019		0,125
Красноармейская,13,(ИТП1)	(ИТП1)	0,139	0,13873	-		0,3184	0,318366	0,4574
Красноармейская,13,(ИТП2)	(ИТП2)	0,222	0,22176	-		0,3188	0,318787	0,5408
Красноармейская,17	-	0,276		-		0,1968		0,4728
Красноармейская,19	-	0,277		-		0,21049		0,48749
Красноармейская,21	-	0,395	0,39511	-		0,323	0,32331	0,718
Гоголя,1	-	0,2093	0,20925	-		0,171	0,17105	0,3803
Гоголя,7	-	0,399	0,399	-		0,214	0,115	0,613
Гоголя,5	-	0,214	0,214	-		0,125	0,061	0,339
Гоголя,3	-	0,193	0,1927	-		0,123	0,12313	0,316
Гоголя,9	-	0,305	0,305	-		0,096	0,096	0,401
Ленинградская,16	-	0,548	0,5478	-		0,3	0,3	0,848
Ленина,30	-	0,351	0,32680 7	-		0,2442	0,2442	0,5952
Ленина,24	-	0,188	0,188	-		0,047	0,047	0,235
Ленина,26	-	0,392	0,392	-		0,21	0,109	0,602
Ленина,32	-	0,24	0,215	-		0,25	0,048	0,49
Ленина,28	-	0,408	0,392	-		0,212	0,114	0,62
МУ "Соц. обслуж.",Красноармейская 15в	-	0,119	0,119	-		0,106	0,106	0,225
Городошный корт,	-	0,018		-		-		0,018
СОШ №5,	-	0,309	0,30904	-		0,046	0,046372	0,355
Следств.комитет ,Пушкина 24	-	0,015		-		-		0,024
Гараж РЭС,	-	0,029		-		0,006		0,035
ПРАУ (Песочная),	-	0,175	0,081144	-		0,048	0,04802	0,129
ФОК ,Маяковская 25	-	0,1529		0,2369		0,1472		0,537

Леноблпожспас, Красноармейская 41	-	0,07		0,281		0,107		0,458
Прочие,	-	0		-		-		0
Магазин "Рыба-мясо", Ленина 24	-	0,001		-		0,003		0,004
Полис (Ленина 30),	-	0,002		-		0,003		0,005
Дуэт,	-	0,033		-		0,03		0,037
Парикмахерская,	-	0		-		0,003		0,003
Сельхоз, во дворе Гоголя 9	-	0,026		-		-		0,017
Здание ритуал. Усл.,	-	0,0118	0,011765	-		-		0,0118
Подворье		0,05		-		-		0,05
Гаст Хаус		0,003		-		-		0,003
ООО "Навигатор"(стр.)		0,084		-		-		0,084
Городская Баня	Баня	0,218						
Ленинградское шоссе 2	(отопление)							
Итого по котельным №1 и №2		49,4243		2,0031		23,3347		74,7621
Котельная ДДИ								
-	Корпус №1	0,107	0,08082	-		-		0,107
-	Корпус №2	0,105	0,14258	-		-		0,105
-	Корпус №3	0,101	0,06891	-		-		0,101
-	Корпус №4	0,103	0,14004	-		-		0,103
-	Пищеблок	0,028	0,04631	-	0,065	-		0,028
-	Баня	0,006	0,01585	-		-		0,006
-	Гараж	0,045	0,02434	-		-		0,045
-	Прачечная	0,022	0,0278	-		-		0,022
-	Склад	0,044	0,01861	-		-		0,044
	ФОК		0,05		0,059			
	Ж/д, Леншоссе, 63	0,036		-		-		0,036
	Ж/д, Леншоссе, 63а	0,069		-		-		0,069
	Ж/д, Леншоссе, 73	0,032		-		-		0,032
Итого Котельная ДДИ		0,698		0		0		0,698
Котельная ДРСУ								
-	Административное здание	0,018		-		-		0,018
-	Гараж №1	0,027		-		-		0,027
-	Гараж №2	0,028		-		-		0,028
-	Гараж №3	0,026		-		-		0,026
-	ул. Сосновая 9	0,013		-		-		0,013
-	ул. Сосновая 19	0,017		-		-		0,017

-	ул. Сосновя 15	0,013		-		-		0,013
-	ул. Сосновя 21	0,029		-		-		0,029
Итого Котельная ДРСУ		0,171		0		0		0,171
Котельная на ул. Цветкова								
ул. Цветкова, 43	ул. Цветкова, 43	0,018		-		-		0,018
ул. Цветкова, 43а	ул. Цветкова, 43а	0,004		-		-		0,004
ул. Цветкова, 47а	ул. Цветкова, 47а	0,025		-		-		0,025
Частный жилой дом	Частный жилой дом	0,019		-		-		0,019
Итого Котельная на ул. Цветкова		0,066		0		0		0,066
Котельная на ул. Заозерная								
-	База отдыха	0,019		-		-		0,019
-	АПС (осн. здан.)	0,026		-		-		0,026
-	ул. Заозерная , 10	0,109		-		-		0,109
-	АПС (тех. здан.)	0,016		-		-		0,016
-	ул. Заозерная , 15	0,005		-		-		0,005
Итого Котельная на ул. Заозерная		0,175		0		0		0,175

1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Индивидуальное отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии на территории Приозерского городского поселения отсутствует.

1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за 2021 год представлены в таблице 1.5.4.

Таблица 1.5.4. Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления 2021 г.

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал/год									Всего сумм. потр.
	жилая застройка			бюджетные организации			прочие			
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
г. Приозерск:	65197,860	19824,467	85022,327	21689,510	807,368	22496,878	6223,782	217,863	6441,645	113960,850

Годовой полезный отпуск тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения, по данным теплоснабжающей организации, приведен в таблице 1.5.5.

Таблица 1.5.5. Фактический полезный отпуск тепловой энергии, Гкал (по актуализированным данным на 01.01.2022)

Год	ООО «Энерго-Ресурс»					
	Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная на улице Цветкова	Котельная ДРСУ	Котельная ДДИ	Котельная на улице Заозёрная
2012	114673,21	-	269,80	798,20	4377,10	551,60
2013	107349,30	-	164,39	619,86	5037,80	493,01
2014	109037,73	-	168,21	607,44	4852,82	376,64
2015	107289,53	17652,91	169,53	595,30	4821,74	331,94
2016	118141,27	20505,56	124,49	754,47	4855,89	368,64
2017	114259,61	32126,94	96,74	832,56	3342,96	451,84
2018	127 296,5					
2019	114514,3					
2020	106 097,4					
2021	96561,576	24538,639	106,811	538,395	2532,923	525,507
Среднее (за предыдущие 5 лет)	128 753,8					

1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Согласно постановлению Правительства Ленинградской области от 30.05.2014 N 201, от 30.12.2014 Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета (с изменениями на 23 апреля 2021 года), в МО Приозерское ГП действуют нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, представленные в таблице 1.5.6.

Таблица 1.5.6. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории муниципального образования Ленинградской области МО Приозерское ГП в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домов

№ п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/кв.м, общей площади жилых помещений в месяц
1	Дома постройки до 1945 года	0,03105
2	Дома постройки 1946-1970 годов	0,02595
3	Дома постройки 1971-1999 годов	0,02490
4	Дома постройки после 1999 года	0,01485

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях на территории Ленинградской области установлены постановлением Правительства Ленинградской области от 28 июня 2013 года N 180, представлены в таблице 1.5.7.

Таблица 1.5.7. Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях на территории Ленинградской области

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Единица измерения	Норматив потребления коммунальной услуги, куб. метр на 1 человека в месяц
			Горячее водоснабжение
1	ваннами от 1650 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками	куб. метров в месяц на человека	4,61
2	ваннами от 1500 до 1550 мм, умывальниками, душами, мойками	куб. метров в месяц на человека	4,53
3	сидячими ваннами (1200 мм), душами, умывальниками, мойками	куб. метров в месяц на человека	4,45
4	умывальниками, душами, мойками, без ванны	куб. метров в месяц на человека	3,64
5	умывальниками, мойками, имеющими ванну без душа	куб. метров в месяц на человека	1,76
6	умывальниками, мойками, без централизованной канализации	куб. метров в месяц на человека	1,11
7	Общежития с общими душевыми	куб. метров в месяц на человека	1,75
8	Общежития с душами при всех жилых комнатах	куб. метров в месяц на человека	2,06

Нормативы потребления коммунальной услуги горячему водоснабжению на общедомовые нужды в многоквартирных домах на территории Ленинградской области при отсутствии приборов учета согласно от 11 февраля 2013 года № 25 (в редакции постановления Правительства Ленинградской области от 28 июня 2013 года № 180) рассчитываются по формуле:

$$N_{\text{одн}} = 0,09 \times K / S_{\text{ои}}$$

где: $N_{\text{одн}}$ - норматив потребления коммунальной услуги по холодному (горячему) водоснабжению в кубических метрах в месяц на квадратный метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

0,09 - горячей воды на общедомовые нужды (кубических метров в месяц на 1 человека);

K - численность жителей, проживающих в многоквартирном доме;

$S_{\text{ои}}$ - общая площадь помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирных домах (кв. м).

Общая площадь помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, определяется как суммарная площадь следующих помещений, не являющихся частями квартир многоквартирного дома и предназначенных для обслуживания более одного помещения в многоквартирном доме (согласно сведениям, указанным в паспорте многоквартирного дома): межквартирных лестничных площадок, лестниц, коридоров, тамбуров, холлов, вестибюлей, колясочных, помещений охраны (консьержа), в этом многоквартирном доме, не принадлежащих отдельным собственникам.

При наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых), индивидуальных или общих (квартирных) приборов учета норматив потребления коммунальной услуги по холодному (горячему) водоснабжению на общедомовые нужды применяется с учетом повышающего коэффициента, составляющего:

с 1 января по 30 июня 2015 года - 1,1;

с 1 июля по 31 декабря 2015 года - 1,2;

- с 1 января по 30 июня 2016 года - 1,4;
- с 1 июля по 31 декабря 2016 года - 1,5;
- с 2017 года - 1,6.

1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.

На территории Приозерского городского поселения расчетная тепловая нагрузка соответствует договорной тепловой нагрузки.

1.5.7. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошло.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

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

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

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

Мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

В таблице 1.6.1 приведены значения основных мощностных показателей систем теплоснабжения города, а именно:

- установленная тепловая мощность (УТМ);
- располагаемая тепловая мощность (РТМ);
- расчетная мощность на собственные нужды (СН) котельных;
- мощность нетто (РТМ за вычетом СН);
- тепловая нагрузка потребителей (суммарная расчетная тепловая нагрузка всех потребителей, принятая на основании исходных данных, предоставленных заказчиком)

- потери в сетях;
- подключенная тепловая нагрузка (сумма тепловой нагрузки всех потребителей и потерь в сетях);
- резерв/дефицит (-) тепловой мощности (рассчитан как разность мощности нетто и подключенной тепловой нагрузки с учетом потерь, отнесенная к мощности нетто).

Таблица 1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

№п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Потери в сетях, %
Исходная информация								
ООО "Энерго-Ресурс"								
1	Котельная № 1	ул.Заводская, д.3, корп.11	45,37	45,37	2,62	42,75	42,85	-0,1
2	Котельная № 2	ул.Песочная	18,12	18,12	0,725	17,395	14,35	3,045
4	Котельная ДРСУ	ул. Сосновая, д.1	1,56	1,56	0,024	1,536	0,18	1,295
5	Котельная на ул. Заозерная	ул. Заозерная, д.15	1,61	1,61	0,012	1,598	0,18	1,378
6	Котельная на ул. Цветкова	ул. Цветкова, 43а	0,5	0,5	0,004	0,496	0,07	0,409
7	Котельная ДДИ	Ленинградское ш., д.63	3,7	3,7	0,02	3,68	1,36	2,32
Актуализированная на 01.01.2021 г. информация								
1	Котельная № 1 и № 2	ул. Заводская, д.3, корп.11; ул. Песочная.	45,37	44,38	0,44	43,94	42,85	-0,1
			15,48	15,48	0,155	15,325	14,35	3,045
2	Котельная ДРСУ	ул. Сосновая, д.1	1,56	1,56	0,024	1,536	0,18	1,295
3	Котельная на ул. Заозерная	ул. Заозерная, д.15	1,61	1,61	0,012	1,598	0,18	1,378
4	Котельная на ул. Цветкова	ул. Цветкова, 43а	0,072	0,072	0,004	0,068	0,07	0,409
5	Котельная ДДИ	Ленинградское ш., д.63	3,54	3,54	0,01	3,53	1,36	2,32
Актуализированная на 01.01.2022 г. информация								
1	Котельная №1	ул. Заводская, д.3, корп.11	45,37	45,37	0,440	44,930	42,850	2,42
2	Котельная №2	ул. Песочная	15,48	15,48	0,150	15,330	14,350	4,36
3	Котельная ДРСУ	ул. Сосновая, д.1	1,56	1,56	0,024	1,536	0,180	-
4	Котельная ул. Заозерная	ул. Заозерная, д.15	1,61	1,61	0,012	1,598	0,180	0,01
5	Котельная ул. Цветкова	ул. Цветкова, 43а	0,57	0,57	0,004	0,566	0,070	0,06
6	Котельная ДДИ	Ленинградское ш., д.63	3,54	3,54	0,010	3,530	1,360	-

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

В таблице 1.6.2 и на рисунках 1.6.1–1.6.2. представлены значения резервов/дефицитов тепловой мощности нетто по каждому из источников.

Таблица 1.6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии (по актуализированным данным на 01.01.2022 г.)

Показатель	Размерность	Значение показателя
Котельная № 1		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	+0,98
	%	2,16
Котельная № 2		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	+0,305
	%	1,97
Котельная ДРСУ		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	+1,356
	%	88,92
Котельная на ул. Заозерная		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	+1,418
	%	88,06
Котельная на ул. Цветкова		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	+0,496
	%	86,96
Котельная ДДИ		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	2,17
	%	61,30

Анализ таблицы 1.6.2 показал, что:

- суммарный резерв тепловой мощности по городу составляет 6,725 Гкал/ч;
- по всем котельным имеется резерв тепловой мощности.

1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю построены по результатам разработки электронной модели системы теплоснабжения и ее калибровки.

Гидравлические режимы систем теплоснабжения, действующих на территории г. Приозерска построены в ГИС Zulu Thermo 7.0, на основании данных предоставленных заказчиком, в том числе:

- топографическая основа города;

- геодезические отметки высот;
- схемы и характеристики тепловых сетей;
- тепловые нагрузки потребителей;
- температурные графики и режимы отпуска теплоносителя.

Электронная модель, построенная в ГИС Zulu Thermo 7.0, используется в качестве основного инструментария для проведения теплогидравлических расчетов для различных сценариев развития системы теплоснабжения городского округа.

Пакет 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.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в РПК Zulu 7.0

1.6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Согласно данным, приведённым в таблице 1.6.2, на котельных Приозерского городского поселения не наблюдается дефицита тепловой энергии. Резерв тепловой мощности позволяет подключение перспективных потребителей.

1.6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.

Резервы тепловой мощности обусловлены уменьшением теплопотребления. Расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не предусматривается.

1.6.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

По сравнению с базовым проектом Схемы теплоснабжения, балансы тепловой мощности скорректированы на основании предоставленной информации ООО «Энерго-Ресурс» за 2021 г.

1.7. Балансы теплоносителя

1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Требуемые производительности систем водоподготовки источников теплоснабжения в соответствии со СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" приведены в таблице 1.7.1.

Объем тепловых сетей от котельных, расположенных в зонах перспективного строительства, принят согласно п. 6.18 СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки.

Таблица 1.7.1. Производительность ВПУ

Источник теплоснабжения	Объем тепловых сетей, м ³	Необходимая производительность ВПУ (согласно СНиП 41-022003), т/ч
Котельная № 1	2770,5	Имеется ВПУ
Котельная № 2		
Котельная ДРСУ	3,13	-
Котельная ДДИ	8,07	-
Котельная на ул. Цветкова	0,51	-
Котельная на ул. Заозерная	1,46	-

1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Для определения производительности водоподготовки, согласно п. 6.16 СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки систем теплоснабжения следует принимать исходя из значений среднегодовой утечки теплоносителя. Среднегодовая утечка теплоносителя (м³/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения. (см. таблицу 44). Среднечасовая величина разбора воды из тепловой сети – 20 т/час, максимальная часовая величина разбора воды из тепловой сети – 60 т/час, в праздничные и выходные дни, а также при нештатных ситуациях у потребителей с закрытой схемой теплоснабжения (при переходе на открытую схему с предварительным согласованием и уведомлением теплоснабжающей организации) кратковременно – до 120 т/час (на протяжении не более 5 часов).

Таблица 1.7.2. Балансы производительности водоподготовительных установок

Условный диаметр трубопровода	Объем теплоносителя, м ³	Нормативные утечки, м ³ /ч, не более
25	0,07	0,0002
32	1,5	0,0038
40	1,3	0,003
50	12,4	0,031
65	6,2	0,015
80	50,6	0,126
100	98,1	0,245
125	56,7	0,142
150	130,5	0,326
200	127,8	0,319
250	231,5	0,579
300	403,1	1,008
400	186,0	0,465
500	307,3	0,768
600	988,4	2,471
Итого:	2601,3	6,503

1.7.3. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих

установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменений в балансах водоподготовительных установок в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошло.

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

На источниках тепловой энергии Приозерского городского поселения основным видом топлива является природный газ, уголь и электрическая энергия.

Сведения по видам используемого основного и резервного топлива по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблице 1.8.1.

Таблица 1.8.1 Виды основного и резервного топлива

Наименование источника тепловой энергии	Вид основного топлива	Вид резервного топлива
Исходная информация		
Котельная № 1	Мазут марки М-100	нет
Котельная № 2	Древесная щепа	нет
Котельная ДРСУ	Уголь	Дрова
Котельная ДДИ	Уголь	Дрова
Котельная на ул. Цветкова	Дрова	Уголь
Котельная на ул. Заозерная	Уголь	Дрова
Актуализированная на 01.01.2021 г. информация		
Котельная № 1	Природный газ	Мазут
Котельная № 2	Природный газ	Мазут
Котельная ДРСУ	Уголь	-
Котельная ДДИ	Уголь	-
Котельная на ул. Цветкова	Электрическая энергия	Уголь
Котельная на ул. Заозерная	Уголь	-
Актуализированная на 01.01.2022 г. информация		
Котельная № 1	Природный газ	Мазут
Котельная № 2	Природный газ	Мазут
Котельная ДРСУ	Уголь	-
Котельная ДДИ	Уголь	-
Котельная на ул. Цветкова	Электрическая энергия	-
Котельная на ул. Заозерная	Уголь	-

В таблице 1.8.2 представлен баланс потребления топлива теплоисточниками за 2021 г.

Таблица 1.8.2 Топливный баланс систем теплоснабжения Приозерского городского поселения

Баланс топлива за год	Израсходовано топлива		Низшая теплота сгорания, ккал/кг
	Натурального топлива (тыс. м ³ /т/кВт*час)	Условного топлива (т.у.т.)	
Природный газ	19690,19	22624,55	7980,00
Котельная №1	15570,75	17928,38	7980,00
Котельная №2	4119,44	4696,17	7980,00
Мазут	129,73		
Котельная №1	129,73		
Уголь	1621,40	1183,62	5110,00
Котельная ДРСУ	303,40	221,48	5110,00
Котельная ул. Заозерная	190,80	139,28	5110,00
Котельная ДДИ	1127,20	822,86	5110,00
Электрическая энергия	287505,00	35,36	-
Котельная ул. Цветкова	287505,00	35,36	-

Котельная №1

На котельной № 1 в качестве основного топлива используется природный газ. В качестве резервного топлива используется мазут. Низшая теплотворная способность природного газа, поставляемого на котельную № 1, составляет 7980 кДж/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной № 1 за 2014-2021 гг. представлены в таблице 1.8.3.

Котельная №2

На котельной № 2 в качестве основного топлива используется природный газ. В качестве резервного топлива используется мазут. Низшая теплотворная способность природного газа, поставляемого на котельную № 1, составляет 7980 кДж/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной № 2 за 2014-2021 гг. представлены в таблице 1.8.4.

Котельная ДРСУ

На котельной ДРСУ в качестве основного топлива используется уголь. Резервное топливо отсутствует. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную ДРСУ, составляет 5110 кДж/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной ДРСУ за 2014-2021 гг. представлены в таблице 1.8.5.

Котельная ул. Заозерная

На котельной ул. Заозерная в качестве основного топлива используется уголь. Резервное топливо отсутствует. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную ул. Заозерная, составляет 5110 кДж/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной ул. Заозерная за 2014-2021 гг. представлены в таблице 1.8.6.

Котельная ДДИ

На котельной ДДИ в качестве основного топлива используется уголь. Резервное топливо отсутствует. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную ДДИ, составляет 5110 кДж/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной ДДИ за 2014-2021 гг. представлены в таблице 1.8.7.

Котельная ул. Цветкова

На котельной ул. Цветкова в качестве основного топлива используется электрическая энергия. Резервное топливо отсутствует.

Топливо-энергетические балансы котельной ул. Цветкова за 2014-2021 гг. представлены в таблице 1.8.8.

Таблица 1.8.3 Топливо-энергетические балансы котельной № 1

№п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1.	Расход топлива									
1.1.	жидкого (мазут)	т	13755,66	13700,96	15 148,94	14 862,34	12 373,42	12 652,69	12 049,09	129,73
1.2.	Природный газ	тыс. м ³	-	-	-	1 813,998	-	-	-	15 570,75
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	115726,74	113871,29	125388,74	121 497,28	105437,57	96 327,058	100 422,826	118 800,499
3	Собственные нужды	Гкал	6689,01	6581,76	7 247,47	7 022,54	6 094,29	5 567,703	5 804,439	4 752,020
4.	Расход тепловой энергии на выработку электрической энергии	Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-
5.	Отпуск тепловой энергии в сеть (с коллекторов)	Гкал	109037,73	107289,53	118141,27	114 474,74	99 343,28	90 759,355	94 618,387	114 048,479

Таблица 1.8.4 Топливо-энергетические балансы котельной № 2

№п/п	Наименование показателя	Ед.измер.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1.	Расход топлива									
1.1.	твердого (щепа)	м ³ в плотном теле	4352,83	24033,00	18268,87	21949,72	31 996,37	39138,033	17 968,280	-
1.2.	жидкого (дизтопливо)	тн	0,00	0,00	0,00	21,40	-	23,200	-	-
1.3.	природный газ	тыс. м ³					-	-	990,62	4 119,44
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	5090,00	28100,00	21359,96	30267,63	43 697,48	52765,161	34 239,305	30 740,861
3	Собственные нужды	Гкал	200,00	1120,00	854,40	1210,71	1747,90	2110,607	1 369,572	1 229,635
4.	Расход тепловой энергии на выработку электрической энергии	Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-
5.	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4890,00	26980,00	20505,56	29056,93	41 949,58	50654,554	32 869,733	29 511,226

Таблица 1.8.5 Топливо-энергетические балансы котельной ДРСУ

№п/п	Наименование показателя	Ед.измер.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1.	Расход топлива											
1.1.	твердого (уголь)	т	361,1	383,45	347,8	361,8	326,9		327,8	328,700	227,50	303,40
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	810,672	629,549	616,929	604,599	766,262		792,363	915,103	266,979	457,074
3	Собственные нужды	Гкал	12,472	9,685	9,491	9,302	11,789		22,036	36,605	10,679	18,283
4.	Расход тепловой энергии на выработку электрической энергии	Гкал	-	-	-	-	-		-	-	-	-
5.	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	798,2	619,864	607,438	595,297	754,473	0	770,327	878,498	256,300	438,791

Таблица 1.8.6 Топливо-энергетические балансы котельной на ул. Заозерная

№п/п	Наименование показателя	Ед.измер.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1.	Расход топлива											
1.1.	твердого (уголь)	т	205,6	262,6	208,1	207,8	217,8		203,5	184,900	132,29	190,80
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	555,742	496,711	379,467	334,431	371,407		467,654	512,113	446,472	557,075
3	Собственные нужды	Гкал	4,142	3,702	2,828	2,493	2,768		12,976	20,484	17,859	22,284
4.	Расход тепловой энергии на выработку электрической энергии	Гкал	-	-	-	-	-		-	-	-	-
5.	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	551,6	493,009	376,639	331,938	368,639	0	454,678	491,629	428,613	534,791

Таблица 1.8.7 Топливо-энергетические балансы котельной ДДИ

№п/п	Наименование показателя	Ед.измер.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1.	Расход топлива											
1.1.	твердого (уголь)	т	1468,5	1446	1569,9	1403,5	1300		1042,8	1357,200	992,50	1 127,20
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	4395,806	5059,326	4873,554	4842,349	4876,644		2436,325	2818,216	2294,949	2 567,433
3	Собственные нужды	Гкал	18,706	21,529	20,739	20,606	20,752		67,221	112,726	91,798	102,697
4.	Расход тепловой энергии на выработку электрической энергии	Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4377,1	5037,797	4852,815	4821,743	4855,892	0	2369,104	2705,490	2 203,151	2 464,736

Таблица 1.8.8 Топливо-энергетические балансы котельной на ул. Цветкова

№п/п	Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1.	Расход топлива											
1.1.	твердого (дрова)	м ³	305,95	380,3	357,2	371,49	427,6	474,3	448,9	307,200	18,000	-
1.2	электроэнергия	кВт ч	-	-	-	-	-	-	-	-	37913,10	287 505,00
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	271,976	165,714	169,57	170,901	125,497		203,573	345,312	175,649	186,257
3	Собственные нужды	Гкал	2,176	1,326	1,357	1,367	1,004		6,691	13,810	7,026	7,450
4.	Расход тепловой энергии на выработку электрической энергии	Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	269,8	164,388	168,213	169,534	124,493	0	196,882	331,502	168,623	178,807

1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервное топливное хозяйство на источниках тепловой энергии Приозерского городского поселения представлено на котельной №1 и котельной №2.

Данные по запасам топлива приведены в таблицах 1.8.9 – 1.8.10

Таблица 1.8.9 Нормативы запасов топлива на источниках теплоснабжения ООО «Энерго-Ресурс» на отопительный сезон 2021-2022 годов

№ п/п	Вид топлива	Норматив общего запаса топлива (ОНЗТ), тыс. тонн	В том числе:	
			Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), тыс. тонн	Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тонн
1	Мазут (нефть), тн	0,402	0,402	0
2	Уголь, тн	2,760	0,410	2,350

Таблица 1.8.10 Общий нормативный запас топлива на 01.01.2021 по источникам тепловой энергии ООО «Энерго-Ресурс»

№ п/п	Источник теплоснабжения	Вид топлива	Норматив общего запаса топлива (ОНЗТ), тыс. тонн	В том числе:	
				Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), тонн	Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тонн
1	Котельная № 1	Мазут	0,324	0,324	0
2	Котельная № 2	Мазут	0,078	0,078	0
3	Котельная ДРСУ	Уголь	0,060	0,010	0,050
4	Котельная ДДИ	Уголь	0,191	0,026	0,165
5	Котельная на ул. Цветкова	Уголь	0,005	0,001	0,004
6	Котельная на ул. Заозерная	Уголь	0,066	0,010	0,056

1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

На территории Приозерского городского поселения в качестве топлива на источниках теплоснабжения используется газ, уголь и электрическая энергия.

1.8.4. Описание использования местных видов топлива

На всех источниках тепловой энергии Приозерского городского поселения использование местных видов топлива не предусмотрено.

1.8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Описание вида топлива, долю и значение низшей теплоты сгорания представлено в разделе 1.8.1.

1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

Преобладающим видом топлива на выработку тепловой энергии по Приозерскому городскому поселению является природный газ (95%). Характеристика топлива представлена в разделе 1.8.1.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа.

Дальнейшее развитие топливного баланса планируется за счет перевода всех источников теплоснабжения на природный газ.

1.8.8. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Актуализированы значения топливных балансов.

Изменения объемных показателей потребления основного топлива за 2021 г., связаны с неравномерностью температуры наружного воздуха в отопительный период и прочими климатическими характеристиками.

1.9. Надежность теплоснабжения

Под надёжностью системы теплоснабжения понимают способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения.

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для конечного потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для источника теплоты равным 0,97, для тепловых сетей - 0,9, для потребителя теплоты - 0,99.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов пот [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла $Q_{ав}/Q_{расч}$, где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], $Q_{расч}$ – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения $Kэ = 1,0$;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):
 - до 5,0 - $Kэ = 0,8$;
 - 5,0 – 20 - $Kэ = 0,7$;
 - свыше 20 - $Kэ = 0,6$.

Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения $Kв = 1,0$;
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):
 - до 5,0 - $Kв = 0,8$;
 - 5,0 – 20 - $Kв = 0,7$;
 - свыше 20 - $Kв = 0,6$.

Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива $Kт = 1,0$;
- при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):
 - до 5,0 - $Kт = 1,0$;
 - 5,0 – 20 - $Kт = 0,7$;
 - свыше 20 - $Kт = 0,5$.

Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб).

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $Kб = 1,0$;
- 10 – 20 - $Kб = 0,8$;
- 20 – 30 - $Kб = 0,6$;
- свыше 30 - $Kб = 0,3$.

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

- 90 – 100 - $Kр = 1,0$;
- 70 – 90 - $Kр = 0,7$;

- 50 – 70 - $K_p = 0,5$;
- 30 – 50 - $K_p = 0,3$;
- менее 30 - $K_p = 0,2$.

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

- до 10 - $K_c = 1,0$;
- 10 – 20 - $K_c = 0,8$;
- 20 – 30 - $K_c = 0,6$;
- свыше 30 - $K_c = 0,5$.

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

$$I_{отк} = потк / (3 * S) [1 / (км * год)],$$

где потк - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк}$) определяется показатель надежности ($K_{отк}$)

- до 0,5 - $K_{отк} = 1,0$;
- 0,5 - 0,8 - $K_{отк} = 0,8$;
- 0,8 - 1,2 - $K_{отк} = 0,6$;
- свыше 1,2 - $K_{отк} = 0,5$;

Показатель относительного недоотпуска тепла ($K_{нед}$) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{нед} = Q_{ав} / Q_{факт} * 100 [\%]$$

где $Q_{ав}$ - аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

$Q_{факт}$ - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ($Q_{нед}$) определяется показатель надежности ($K_{нед}$)

- до 0,1 - $K_{нед} = 1,0$;
- 0,1 - 0,3 - $K_{нед} = 0,8$;
- 0,3 - 0,5 - $K_{нед} = 0,6$;
- свыше 0,5 - $K_{нед} = 0,5$.

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

$$Ж = Д_{жал} / Д_{сумм} * 100 [\%]$$

где $Д_{сумм}$ - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

Джал - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения. В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности (Кж)

- до 0,2 - Кж = 1,0;
- 0,2 – 0,5 - Кж = 0,8;
- 0,5 – 0,8 - Кж = 0,6;
- свыше 0,8 - Кж = 0,4.

Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения (Кнад) определяется как средний по частным показателям Кэ, Кв, Кт, Кб, Кр и Кс:

$$K_{\text{над}} = \frac{K_{\text{э}} + K_{\text{в}} + K_{\text{т}} + K_{\text{б}} + K_{\text{р}} + K_{\text{с}} + K_{\text{отк}} + K_{\text{нед}} + K_{\text{ж}}}{n}$$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$K_{\text{над}}^{\text{сист}} = \frac{Q_1 \cdot K_{\text{над}}^{\text{сист}1} + \dots + Q_n \cdot K_{\text{над}}^{\text{сист}n}}{Q_1 + \dots + Q_n}$$

где $K_{\text{над}}^{\text{сист}1}, K_{\text{над}}^{\text{сист}n}$ - значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения; Q_1, Q_n - расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

Таблица 1.9.1 Показатели повреждаемости систем теплоснабжения за 2021 год

Наименование показателя	2021
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1 /км/год в том числе:	0
в отопительный период, 1/км/оп	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0
Повреждения в распределительных тепловых сетях, 1 /км/год в том числе:	0
в отопительный период, 1/км/оп	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	0
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0

Показатели восстановления тепловых сетей за 2021 год приведены в таблице 1.9.2.

Таблица 1.9.2 Показатели восстановления в системе теплоснабжения за 2020 год

Наименование показателя	2021
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	-
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	-
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	-
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	-

Оценка надежности систем теплоснабжения

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.

Системы теплоснабжения, признанные по общему показателю надежности высоконадежными и надежными, в части обеспечения элементной надежности внешними системами электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии могут признаваться ненадежными.

Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимостью замены на конкретных участках тепловых сетей и теплопроводов,
- и конструкций на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередностью ремонтов и замены теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97 (СП 124.13330.2012 актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»).

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью систем централизованного теплоснабжения к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимыми для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты. Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

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

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

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

Общий показатель надежности систем теплоснабжения Приозерского городского поселения составляет 0,86, систему можно охарактеризовать как надежную. Показатели надежности системы теплоснабжения Приозерского городского поселения на 2021 г. представлены в таблице 1.9.3.

Таблица 1.9.3 Показатели надежности системы теплоснабжения Приозерского городского поселения на 2021 г.

Источник	Показатель надежности энергоснабжения источников тепловой энергии	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель надежности оборудования источников тепловой энергии	Показатель соответствия тепловой мощности расчетным тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель надежности тепловых сетей по интенсивности отказов	Показатель надежности теплового источника	Показатель аварийного недоотпуска тепла	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ	Общий показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ
	K_3	$K_в$	$K_т$	$K_и$	$K_б$	$K_р$	$K_с$	$K_{отк\ тс}$	$K_{отк\ ит}$	$K_{нед}$	$K_п$	$K_м$	$K_{тр}$	$K_{ист}$	$K_{гот}$
Котельная №1	1	0,6	0,5	1	1	1	0,96	1	1	1	1	1	1	1	0,93
Котельная №2	1	1	0,5	1	1	1	0,93	1	1	1	1	1	1	1	0,96
Котельная ДРСУ	0,6	0,6	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,91
Котельная ул. Заозерная	0,6	0,6	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,91
Котельная ул. Цветкова	0,6	0,6	0,5	1	1	1	0,31	1	1	1	1	1	1	1	0,86
Котельная ДДИ	0,6	0,6	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,91

1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Интенсивность отказов оборудования тепловых сетей должна вычисляться для следующих условий:

- интегральная интенсивность отказов/повреждений в течение года;
- интенсивность отказов/повреждений в течение отопительного периода;
- распределенная интенсивность отказов/повреждений по месяцам отопительного периода;
- интенсивность отказов/повреждений по диаметрам теплопроводов.

Средняя интегральная интенсивность отказов (повреждений) вычислялась следующим образом:

$$\bar{\lambda}_{j,m} = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} n_{i,j,m}}{L_{j,m}},$$

где

i - номер зарегистрированного события, состоящего в отказе оборудования тепловой сети;

j - год регистрации события;

m - номер системы теплоснабжения (зоны действия системы теплоснабжения), для которой определяется частота отказов;

N - общее число событий (отказов) за j -й год в зоне действия системы теплоснабжения;

n_i, j, m - i -й отказ оборудования тепловой сети (участка, ЗРА, НС, и т.д.) в зоне действия системы теплоснабжения m за j -й год;

L_j, m - протяженность теплопроводов (прямого и обратного) тепловой сети, км.

В число событий для вычисления средней интегральной интенсивности отказов/повреждений в течение года включаются все зарегистрированные отказы тепловых сетей, после обнаружения которых проведена процедура ремонта (восстановления) оборудования тепловой сети в течение отопительного и неоперительного (в процессе гидравлических испытаний) периодов.

Протяженность тепловых сетей устанавливается по данным о протяженности прямого и обратного теплопроводов тепловой сети, представленных в электронной модели системы теплоснабжения и/или по данным расчета энергетических характеристик тепловых сетей.

Для вычисления интенсивности отказов/повреждений в расчет принимаются все зафиксированные события отказов оборудования тепловых сетей в течение календарного года, в том числе события отказов, которые не приводили к прекращению теплоснабжения потребителей, а также события отказов (повреждения, свищи на теплопроводах) с отложенным ремонтом.

В процессе вычислений предполагается, что протяженность и материальная характеристика тепловых сетей, а также значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, остаются неизменными.

В дальнейшем для расчетов вероятности отказов участков тепловых сетей приняты следующие зависимости:

для описания интенсивности устойчивых отказов тепловых сетей в зависимости от диаметра теплопроводов:

$$\lambda_0 = 0,1 \exp(-2,8D_y), \text{ } 1/\text{км/год},$$

где

D_y - условный диаметр участка тепловой сети, м.

для описания интенсивности отказов участков тепловых сетей в зависимости от срока службы:

$$\lambda = \lambda_0 (0,1\tau) \exp(\alpha - 1), \text{ } 1/\text{км/год},$$

где

λ_0 - интенсивность устойчивых отказов, 1/км/год;

τ - срок эксплуатации участка тепловой сети, лет;

α - параметр распределения Гнеденко-Вейбулла.

где параметр распределения вычисляется как

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot \text{при} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot \text{при} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} \cdot \text{при} \cdot \tau > 17 \end{cases}$$

В таблице 1.9.4 приведены данные расчетов интенсивности устойчивых отказов на участках тепловых сетей с разными диаметрами и интенсивности отказов для участков со сроком эксплуатации 37 лет.

Таблица 1.9.4 Базовые показатели интенсивности отказов тепловых сетей

Диаметр участков тепловых сетей, м	Интенсивность устойчивых отказов, 1/км/год	Интенсивность отказов для участков со сроком эксплуатации 37 лет
0,05	0,087	1,506
0,07	0,082	1,424
0,08	0,080	1,385
0,1	0,076	1,309
0,15	0,066	1,138
0,2	0,057	0,99
0,25	0,050	0,86
0,3	0,043	0,748
0,35	0,038	0,650
0,4	0,033	0,565
0,5	0,025	0,427
0,6	0,019	0,323
0,7	0,014	0,244

1.9.2. Частота отключений потребителей

Частота отключений потребителей определяется количеством вынужденных отключений (отказов) участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям из-за возникновения повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей.

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Одним из важнейших параметров при восстановлении тепловых сетей является продолжительность ремонтов, или ремонтпригодность. Под ремонтпригодностью понимается способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтпригодность теплопровода, принимается время z_p , необходимое для ликвидации повреждения.

Этот параметр зависит от конструкции теплопровода и типа его прокладки (надземный или подземный), от диаметра теплопровода, расстояния между секционирующими задвижками, определяющими объем сетевой воды, которую нужно дренировать до начала ремонта, а затем восполнить после его завершения.

Параметр z_p также зависит от оснащения теплосетевой организации машинами, механизмами и транспортом, которые требуются для выполнения аварийновосстановительных работ. Как правило, параметр z_p определяется по эксплуатационным данным, характерным для каждого теплоснабжающего предприятия.

Вычисление среднего времени восстановления осуществляется в соответствии с формулой Е.Я. Соколова:

$$z_p = a \left[1 + (b + c l_{c,з}) D^{1,2} \right],$$

Для расчетов времени продолжительности ремонтов тепловых сетей в зависимости от условных диаметров трубопроводов приняты следующие постоянные в формуле:

для надземной прокладки тепловых сетей: $a = 5,0$; $b = 0,9$; $c = 0,15$

для подземной прокладки тепловых сетей: $a = 4,0$; $b = 1,0$; $c = 3,0$

1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Зоны ненадежного теплоснабжения потребителей определены по результатам оценки надежности теплоснабжения потребителей, выполненной в соответствии с Приложением 9 «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения», утвержденных совместным приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ № 565/667 от 29.12.2012 г.

На территории Приозерского городского поселения зоны ненормативной надежности теплоснабжения отсутствуют.

1.9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при

теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Данные о количестве повреждаемости сетей и показатели восстановления по годам приведены в таблице 1.9.5.

Таблица 1.9.5. Показатели повреждаемости систем и показатели восстановления на тепловых сетях за период с 2016-2021 гг.

Наименование котельной	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
Котельная №1	0	-	0	0
Котельная №2	0	-	0	0
Котельная ДРСУ	0	-	0	0
Котельная ул. Заозерная	0	-	0	0
Котельная ул. Цветкова	0	-	0	0
Котельная ДДИ	0	-	0	0
ИТОГО:	0	-	0	0

1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте 1.9.5 настоящего пункта

Согласно требованиям п. 6.10 СП 124.13330.2012, аварийно-восстановительные службы, численность персонала и техническая оснащенность которых должны обеспечивать полное восстановление теплоснабжения при отказах на тепловых сетях в сроки, указанные в таблице 1.9.6.

Таблица 1.9.6. Нормативное время восстановления тепловых сетей

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800 – 1000	40
1200 – 1400	До 54

Значения времени восстановления лежат в пределах действующих нормативов

1.9.7. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции,

технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошло.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций выполнены в соответствии с пунктом 34 Постановления Правительства № 154 «Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Данные по структуре затрат ООО «Энерго-Ресурс» представлены в таблицах.1.10.1.-1.10.2

Таблица 1.10.1 Техничко-экономические показатели источников тепловой энергии Приозерского городского поселения за 2021 год

Наименование показателя	2021
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	147,177
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	0
в паре, тыс. Гкал	0
в горячей воде, тыс. Гкал	0
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	147,177
в паре, тыс. Гкал	0
в горячей воде, тыс. Гкал	147,177
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	92553,38
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	108658,11
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	159138,42
Прибыль, тыс. руб.	432

Таблица 1.10.2 Основные затраты ООО "Энерго-Ресурс" г. Приозерск на производство и транспортировку тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Расходы на производство и распределение тепловой энергии										
	материалы	тыс. руб	3 289,61	7 725,02	3 322,86	8 442,81	13 320,82	24 228,14	5 081,13	36370,86	10208,02
	топливо	тыс. руб	158 477,04	154 345,45	155 586,38	157 797,98	187938,67	219 152,24	227 279,17	243 745,15	189 221,28
	электроэнергия	тыс. руб	6 906,01	7 618,31	7 896,00	8 014,54	11 089,99	17 665,53	19 478,87	25450,01	23574,69
	вода,стоки	тыс. руб	4 148,32	3 387,45	2 929,49	2 191,40	3 314,61	4 788,66	5 783,89	4 695,29	3 116,62
	амортизация оборудования	тыс. руб	16 794,64	19 309,71	20 606,25	19 958,30	19 827,64	20 414,29	25 314,43	24 090,46	15 144,79
	зарплата производственных рабочих	тыс. руб	5 616,55	6 169,21	6 625,20	6 770,78	8 366,66	13 875,86	17248,95	27264,12	26050,15
	страховые взносы	тыс. руб	1 685,46	1 821,18	1 968,55	2 015,08	2 517,40	4 174,56	5188,45	8168,31	5963,73
	прочие прямые расходы / в т.ч. арендная плата	тыс. руб	32 997,46	30 493,83	35 398,75	36 580,37	35 728,87	27 111,99	44242,53 / 12369,72	81213,53 / 22815,16	66863,45 / 37252,78
	цеховые расходы	тыс. руб	1 096,72	1 058,00	1 149,84	1 254,33	1 691,90	2 238,65	2621,82	6693,61	6386,45
	ремонтные работы	тыс. руб	292,51	1790,09	42,92	7,08	0	2167,59	6858,72	2005,39	5013,05
	инвестиционные расходы	тыс. руб									44460,73
	Итого сумма по разделу 1	тыс. руб	231 304,31	233 718,23	235 526,23	243 032,66	283 796,56	335 817,51	360097,96	459696,73	396002,95
	Удельная с/с производства и распределения тепловой энергии	руб./Гкал	2 017,07	2 177,18	2 160,04	2 265,20	2 226,54	2 287,36	2811,71	4014,32	3732,45
	Расходы на производство и распределение товарной теплоэнергии:										
	Затраты на производство и распределение товарной теплоэнергии	тыс. руб	231 304,31	233 718,23	235 526,23	243 032,66	283 796,56	335 817,51	360097,96	459696,73	396002,95
	Общехоз. расходы, отнесенные на произ.и распр. тов. т/энергии	тыс. руб	21 870,40	16 506,71	20 924,08	16 446,67	19 599,72	20 717,90	30026,35	43156,96	44275,00

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Итого затрат на производство и	тыс. руб	253 174,71	250 224,95	256 450,31	259 479,33	303 396,28	356 535,41	390124,31	502853,69	440227,95
	распределение товарной теплоэнергии										
	Удельная с/стоимость производства и распределения тов. т/энергии	руб./Гкал	2 207,79	2 330,94	2 351,94	2 418,50	2 380,31	2 428,48	3 046,16	4391,19	4149,75
	Итого затраты на товарную т/энергию (п.3.3.+п.5.3.)	тыс. руб	253 174,71	250 224,95	256 450,31	259 479,33	303 396,28	356 535,41	390 124,31	502853,69	440227,95
	Удельная с/стоимость товарной т/э	руб./Гкал	2 207,79	2 330,94	2 351,94	2 418,50	2 380,31	2 428,48	3 046,16	4391,19	4149,75
	ЭОТ / тариф для потребителей среднегодовой	руб./Гкал	2 008,07	2 385,27	2 752,72	2 694,60	2 875,12	2 421,19	3055,33 / 2556,48	4530,56 / 2496,68	4217,40 / 2506,95
	Всего доходов (без субсидий)	тыс. руб	230 271,30	256 057,51	300 150,55	289 102,38	366 465,91	355 465,98	327410,64	285905,54	265980,52
	Субсидии начисленные / полученные	тыс. руб							122712,72 / 63888,83	230044,80 / 253544,09	182964,44 / 196057,90

1.10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

По сравнению с базовой версией Схемы теплоснабжения отмечены следующие изменения в части оценки надежности теплоснабжения:

- Добавлены технико-экономические показатели организаций за 2021 год;
- Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций выполнены в соответствии с пунктом 34 Постановления Правительства № 154 «Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Сведения об утвержденных тарифах на тепловую энергию и горячую воду, устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Правительства Ленинградской области (Лен РТК), представлены в таблицах 61 и 62.

Таблица 1.11.1. Тарифы на тепловую энергию (по данным актуализации на 01.01.2022 года)

Наименование организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергию для ресурсоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал
	Дата	Номер				
2022						
ООО "ЭнергоРесурс"	15.12.2021	410-п	01.01.2022	30.06.2022	2 700,00	2 700,00
			01.07.2022	31.12.2022	2 720,00	2 720,00
2021						
ООО "ЭнергоРесурс"	18.12.2020	611-п	01.01.2021	30.06.2021	3 110,00	2 466,38
			01.07.2021	31.12.2021	3 207,57	2 550,24
2020						
ООО "ЭнергоРесурс"	30.12.2019	752-п	01.01.2020	30.06.2020	4 217,40	2 335,59
			01.07.2020	31.12.2020	4 217,40	2 466,38
2019						
ООО "ЭнергоРесурс"	30.12.2019	752-п	01.01.2020	30.06.2020	4217,40	2335,59
	30.12.2019	752-п	01.07.2020	31.12.2020	4217,40	2466,38
ООО "ЭнергоРесурс"	20.12.2018	685-п	01.01.2019	30.06.2019	4530,56	2289,79
	20.12.2018	685-п	01.01.2019	30.06.2019	4530,56	2335,59
2016 год						
АО "Тепловые сети"	18.12.2015	№490-п	01.01.2016	30.06.2016	-	2036,74
			01.07.2016	31.12.2016	-	2108,03
ООО "ЭнергоРесурс"	12.11.2015	№190-п	01.01.2016	30.06.2016	-	-
			01.07.2016	31.12.2016	-	-
ООО "ТеплоСервис"	13.11.2015	№187-п	01.01.2016	30.06.2016	-	-
			01.07.2016	31.12.2016	-	-
2015 год						
АО "Тепловые сети"	11.12.2014	318-п	01.01.2015	30.06.2015	3521,92	1833,25
			01.07.2015	31.12.2015	3523,32	2036,74
ООО "ЭнергоРесурс"	11.12.2014	287-п	01.01.2015	30.06.2015	2694,60	-
			01.07.2015	31.12.2015	2694,60	-
ООО "ТеплоСервис"	11.12.2014	281-п	01.01.2015	30.06.2015	1800,22	-
			01.07.2015	31.12.2015	1927,12	-
2014 год						
АО "Тепловые сети"	20.12.2013	219-п	01.01.2014	30.06.2014	3172,20	1759,36
			01.07.2014	31.12.2014	3521,92	1833,25

Таблица 1.11.2. Тарифы на горячее водоснабжение (по данным актуализации на 01.01.2022года)

Наименование организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций	
	Дата	Номер			Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
2022						
ООО "Энерго-Ресурс"	15.12.2021	410-п	01.01.2022	30.06.2022	7,77	2 700,00
			01.07.2022	31.12.2022	8,06	2 720,00
2021						
ООО "Энерго-Ресурс"	18.12.2020	611-п	01.01.2021	30.06.2021	7,40	3 110,00
			01.07.2021	31.12.2021	7,77	3 207,57
2020						
ООО "Энерго-Ресурс"	30.12.2019	752-п	01.01.2020	30.06.2020	7,16	4217,40
			01.07.2020	31.12.2020	11,80	4217,40
2019						
ООО "Энерго-Ресурс"	20.12.2018	721-п	01.01.2020	30.06.2020	4217,40	1785,29
	20.12.2018	721-п	01.07.2020	31.12.2020	4217,40	1885,26
ООО "Энерго-Ресурс"	20.12.2018	685-п	01.01.2019	30.06.2019	4530,56	2170,25
	20.12.2018	685-п	01.01.2019	30.06.2019	4530,56	2213,66
2016 год						
АО "Тепловые сети"	19.11.2015	№228п	01.01.2016	30.06.2016	-	-
			01.07.2016	31.12.2016	-	-
			01.01.2016	30.06.2016	-	-
			01.07.2016	31.12.2016	-	-
	18.12.2015	№490п	01.01.2016	30.06.2016	9,02	2192,21
			01.07.2016	31.12.2016	9,38	2279,82
			01.01.2016	30.06.2016	28,91	1860,71
			01.07.2016	31.12.2016	30,15	1933,68
2015 год						
АО "Тепловые сети"	11.12.2014	318-п	01.01.2015	30.06.2015		
			01.07.2015	31.12.2015		
			01.01.2015	30.06.2015		
			01.07.2015	31.12.2015		
	19.12.2014	496-п	01.01.2015	30.06.2015	14,67	1864,37
			01.07.2015	31.12.2015	9,02	2192,21
			01.01.2015	30.06.2015	26,93	1991,60
			01.07.2015	31.12.2015	28,91	1860,71
2014 год						
АО "Тепловые сети"	20.12.2013	220-п	01.01.2014	30.06.2014		
			01.07.2014	31.12.2014		
	30.12.2013	261-п	01.01.2014	30.06.2014	15,63	1763,33
			01.07.2014	31.12.2014	14,67	1864,37

1.11.1. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности представлена в п. 1.10. Основные затраты при производстве тепловой энергии приходятся на покупку топлива, на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала.

1.11.2. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системам теплоснабжения ООО «Энерго-Ресурс» не установлена.

Согласно п.11 "Правил определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения", утвержденных Постановлением Правительства РФ от 13 февраля 2006 г. N 83: "Если у организаций, осуществляющих эксплуатацию сетей инженерно-технического обеспечения, к которым планируется подключение объектов капитального строительства, отсутствуют утвержденные инвестиционные программы, подключение осуществляется без взимания платы за подключение, а вместо информации о плате за подключение выдаются технические условия в соответствии с пунктом 7 настоящих Правил".

1.11.3. Описание 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 на территории Приозерского городского поселения не предусмотрена.

1.11.4. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Добавлены информация по тарифам за 2022 год.

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

1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Основные проблемы качественного теплоснабжения:

1. Реализация горячего водоснабжения от Котельной №1 и Котельной №2 частично по открытой схеме.
2. Не полное оснащение приборами учета тепловой энергии источников тепловой энергии.
3. Недостаточный уровень квалификации и низкое качество обслуживания УУТЭ и ИТП потребителями, что приводит к перерасходу тепловой энергии у абонентов.

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

В настоящее время в системе теплоснабжения существуют следующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения:

1. Нарастающий износ и физическое старение основных производственных фондов. В границах города Приозерск около 7% тепловых сетей эксплуатируется более 25 лет, и соответственно имеет высокую степень износа. Высокий физический износ приводит к увеличению вероятности потенциальных аварий и инцидентов.
2. Нарушение гидравлического режима по ул. Ларионова. В соответствии показаниям приборов КИП на вводе в дом (первый дом по направлению движения теплоносителя) №1 по ул. Ларионова $P\ 3.0/1.8\ \text{кг/см}^2$, перепад давления составляет $P\ 1.2\ \text{кг/см}^2$. Показания приборов КИП на вводе в дом (последний дом по направлению движения теплоносителя) №21 ул. Ларионова $P\ 1.8/1.7\ \text{кг/см}^2$, перепад давления незначительный. Потеря давления в тепловой сети и отсутствие перепада давления в конце улицы является нарушением гидравлического режима.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

1. Существующие тепловые сети имеют длительный срок эксплуатации.
2. Применение открытой системы теплоснабжения в системе теплоснабжения котельных. Согласно федеральному закону "О теплоснабжении" №190-ФЗ от 27.07.2010 (с изменениями на 1 мая 2016 года), применение открытой системы теплоснабжение запрещено с 01.01.2022 г. К этому моменту необходимо выполнить мероприятия по обеспечению потребителей горячим водоснабжением с отсутствием водоразбора из сетевого контура.

1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблем с надежностью снабжения основным топливом действующих систем теплоснабжения не выявлено

На всех источниках организован и поддерживается нормативный запас топлива.

Нарушений в поставке топлива за период 2013-2021 гг. не выявлено.

1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения, отсутствуют.

1.12.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

При актуализации Схемы теплоснабжения уточнены основные проблемы в системах теплоснабжения городского поселения, которые имеют техническую, экономическую и организационную направленность.

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

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к системе централизованного теплоснабжения Приозерского городского поселения, согласно предоставленной информации по состоянию на начало 2022 года составила 58,990 Гкал/ч.

Данные базового уровня тепловой нагрузки и тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха Приозерского городского поселения представлены в п. 1.5 Обосновывающих материалов.

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

Согласно Генеральному плану Приозерского городского поселения, к концу расчетного срока жилищный фонд городского поселения планируется увеличить до 650 тыс. м².

Принятая проектом структура нового жилищного строительства представлена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1. Структура нового жилищного строительства

Тип застройки	Процент
Среднеэтажная и многоэтажная застройка	35%
Малоэтажная застройка	40%
Индивидуальная жилая застройка	25%
Итого	100%

2.3. 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

Удельные расходы тепла на 1 м² общей площади намечаемых к строительству жилых и общественных зданий различные из-за отличия необходимых объемов вентилируемого воздуха и потребления горячей воды, и может быть структурирован по видам потребления:

- отопление и вентиляция;
- горячее водоснабжение.

2.3.1. Отопление и вентиляция

В качестве базового уровня для систем отопления и вентиляции была принята нормируемая удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий в соответствии СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003».

Нормируемые (базовые) удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий представлены в таблице 2.3.1.

Нормируемые (базовые) удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых многоквартирных и общественных зданий представлены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.1. Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий, q_{т.в} от, Вт/(м³·°С)

Площадь здания, м ²	С числом этажей			
	1	2	3	4
50	0,579			
100	0,517	0,558		
150	0,455	0,496	0,538	
250	0,414	0,434	0,455	0,476
600	0,359	0,359	0,359	0,372
1000 и более	0,336	0,336	0,336	0,336

Таблица 2.3.2. Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых многоквартирных и общественных зданий q_{т.в} от, (Вт/(м³ ·°С)

№	Тип здания	Этажность здания							
		1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
1	Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,29
2	Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	0,487	0,44	0,417	0,371	0,359	0,342	0,324	0,311
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	0,311
4	Дошкольные учреждения, хосписы	0,521	0,521	0,521	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	-	-	-
6	Административного назначения (офисы)	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232

Пересчет нормируемой (базовой) удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий в ккал/ч на 1 м² выполнен по формуле:

$$q_{от.в}^{нор} = q_{от.в}^{нор} \cdot 0,86 \cdot (t_{вн}^p - t_{нв}^p) \cdot c, \frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{м}^2}$$

где: $q_{от.в}^{нор}$ - нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий, Вт/(м³ ·°С);

0,86 – коэффициент перевода «Вт» в «ккал/ч»;

c – высота потолков зданий в м.

Результаты выполненного пересчета нормируемой удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий приведены в таблице 2.3.3, жилых многоквартирных и общественных зданий – в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.3. Пересчет нормируемой (базовой) удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий, qтр от, ккал/ч на 1м2

Площадь здания, м2	С числом этажей			
	1	2	3	4
50	82,16			
100	73,36	79,18		
150	64,56	70,38	76,34	
250	58,75	61,58	64,56	67,54
600	50,94	50,94	50,94	52,79
1000 и более	47,68	47,68	47,68	47,68

Таблица 2.3.4. Пересчет нормируемой (базовой) удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых многоквартирных и общественных зданий qтр от, ккал/ч на 1м2

№	Тип здания	Этажность здания							
		1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
1	Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	64,6	58,7	52,8	50,9	47,7	45,3	42,7	41,2
2	Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	69,1	62,4	59,2	52,6	50,9	48,5	46,0	44,1
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	55,9	54,2	52,6	50,9	49,4	47,7	46,0	44,1
4	Дошкольные учреждения, хосписы	73,9	73,9	73,9					
5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	37,7	36,2	34,5	32,9	32,9			
6	Административного назначения (офисы)	59,2	55,9	54,2	44,4	39,4	36,2	32,9	32,9

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 25 января 2011 года № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений и сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов», удельная годовая величина расхода энергетических ресурсов в новых, реконструируемых, капитально ремонтируемых и модернизируемых отапливаемых жилых зданиях и зданиях общественного назначения должна уменьшаться не реже, чем 1 раз в 5 лет:

а) для вновь создаваемых зданий, строений, сооружений:

с 1 января 2018 г. - не менее чем на 20 % по отношению к базовому уровню;

с 1 января 2023 г. - не менее чем на 40% по отношению к базовому уровню;

с 1 января 2028 г. - не менее чем на 50 % по отношению к базовому уровню.

б) для реконструируемых или проходящих капитальный ремонт зданий (за исключением многоквартирных домов), строений, сооружений:

с 1 января 2018 г. - не менее чем на 20 % по отношению к базовому уровню.

Таким образом, удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий, жилых многоквартирных и общественных зданий представлены в таблицах 2.3.5-2.3.6 соответственно.

Таблица 2.3.5. Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий с учетом энергосбережения, кВт от, ккал/ч на 1 м²

Площадь здания, м ²	С числом этажей			
	1	2	3	4
50	82,16			
100	73,36	79,18		
150	64,56	70,38	76,34	
250	58,75	61,58	64,56	67,54
600	50,94	50,94	50,94	52,79
1000 и более	47,68	47,68	47,68	47,68
с 1 января 2018 г. (на 20 % по отношению к базовому уровню)				
50	65,73			
100	58,69	63,34		
150	51,65	56,31	61,07	
250	47,00	49,27	51,65	54,04
600	40,75	40,75	40,75	42,23
1000 и более	38,14	38,14	38,14	38,14
с 1 января 2023 г. (на 40% по отношению к базовому уровню)				
50	49,30			
100	44,02	47,51		
150	38,74	42,23	45,81	
250	35,25	36,95	38,74	40,53
600	30,57	30,57	30,57	31,67
1000 и более	28,61	28,61	28,61	28,61
с 1 января 2028 г. (на 50 % по отношению к базовому уровню)				
50	41,08			
100	36,68	39,59		
150	32,28	35,19	38,17	
250	29,37	30,79	32,28	33,77
600	25,47	25,47	25,47	26,39
1000 и более	23,84	23,84	23,84	23,84

Таблица 2.3.6 Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых многоквартирных и общественных зданий кВт от, ккал/ч на 1м²

№	Тип здания	Этажность здания							
		1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
1	Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	64,6	58,7	52,8	50,9	50,9	47,7	47,7	45,3
2	Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	69,1	62,4	59,2	52,6	52,6	50,9	50,9	48,5
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	55,9	54,2	52,6	50,9	50,9	49,4	49,4	47,7
4	Дошкольные учреждения, хосписы	73,9	73,9	73,9					
5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	37,7	36,2	34,5	32,9	32,9	32,9	32,9	
6	Административного назначения (офисы)	59,2	55,9	54,2	44,4	44,4	39,4	39,4	36,2
с 1 января 2018 г. (на 20 % по отношению к базовому уровню)									
1	Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	51,7	47,0	42,2	40,8	40,8	38,1	38,1	36,2
2	Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	55,3	49,9	47,3	42,1	42,1	40,8	40,8	38,8
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	44,7	43,4	42,1	40,8	40,8	39,5	39,5	38,1
4	Дошкольные учреждения, хосписы	59,1	59,1	59,1					

№	Тип здания	Этажность здания							
		1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	30,2	28,9	27,6	26,3	26,3	26,3	26,3	
6	Административного назначения (офисы)	47,3	44,7	43,4	35,5	35,5	31,6	31,6	28,9
с 1 января 2023 г. (на 40% по отношению к базовому уровню)									
1	Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	38,7	35,2	31,7	30,6	30,6	28,6	28,6	27,2
2	Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	41,5	37,5	35,5	31,6	31,6	30,6	30,6	29,1
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	33,5	32,5	31,6	30,6	30,6	29,6	29,6	28,6
4	Дошкольные учреждения, хосписы	44,4	44,4	44,4					
5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	22,6	21,7	20,7	19,8	19,8	19,8	19,8	
6	Административного назначения (офисы)	35,5	33,5	32,5	26,6	26,6	23,7	23,7	21,7
с 1 января 2028 г. (на 50 % по отношению к базовому уровню)									
1	Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	32,3	29,4	26,4	25,5	25,5	23,8	23,8	22,6
2	Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	34,6	31,2	29,6	26,3	26,3	25,5	25,5	24,3
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	28,0	27,1	26,3	25,5	25,5	24,7	24,7	23,8
4	Дошкольные учреждения, хосписы	37,0	37,0	37,0					
5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	18,9	18,1	17,2	16,5	16,5	16,5	16,5	
6	Административного назначения (офисы)	29,6	28,0	27,1	22,2	22,2	19,7	19,7	18,1

Удельные тепловые характеристики промышленных зданий не нормируются. Справочные значения удельных тепловых характеристик промышленных зданий представлены в таблице (справочник «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей» В.И. Манюк) представлены в таблице:

Таблица 2.3.7 Удельные тепловые характеристики на отопление и вентиляцию промышленных зданий, ккал/(м²·ч·°С)

№ п/п	Наименование зданий	Объем зданий V, тыс.м ²	Удельные тепловые характеристики, ккал/(м ² ·ч·°С)	
			для отопления q _{от}	для вентиляции q _в
1	Чугунолитейные цехи	10-15	0,3-0,25	1,1-1,0
		50-100	0,25-0,22	1,0-0,9
		100-150	0,22-0,18	0,9-0,8
2	Меднолитейные цехи	5-10	0,4-0,35	2,5-2,0
		10-20	0,35-0,25	2,0-1,5
		20-30	0,25-0,2	0-1,5-1,2
3	Термические цехи	до 10	0,4-0,3	1,3-1,2
		10-30	0,3-0,25	1,3-1,2
		30-75	0,25-0,2	1,0-0,6
4	Кузнечные цехи	до 10	0,4-0,3	0,7-0,6
		10-50	0,3-0,25	0,6-0,5
		50-100	0,25-0,15	0,5-0,3
5	Механосборочные, механические и слесарные отделения инструментальных цехов	5-10	0,55-0,45	0,4-0,25
		10-15	0,45-0,4	0,25-0,15
		50-100	0,4-0,38	0,15-0,12
		100-200	0,38-0,35	0,12-0,08

6	Деревообделочные цехи	до 5	0,6-0,55	0,6-0,5
		5-10	0,55-0,45	0,5-0,45
		10-50	0,45-0,4	0,45-0,4
7	Цехи металлических конструкций	50-100	0,38-0,35	0,53-0,45
		100-150	0,35-0,3	0,45-0,35
8	Цехи покрытий (гальванических и др.)	до 2	0,66-0,6	5-4
		2-5	0,6-0,55	4-3
		5-10	0,55-0,45	3-2
9	Ремонтные цехи	5-10	0,6-0,5	0,2-0,15
		10-20	0,5-0,45	3-2
10	Паровозное депо	до 5	0,7-0,65	0,4-0,3
		5-10	0,65-0,6	0,3-0,25
11	Котельные цехи	100-250	0,25	0,6
	Котельные (отопительные и паровые)	2-5	0,1	0,3-0,5
		5-10	0,1	0,3-0,5
		10-20	0,08	0,2-0,4
12	Мастерские и цехи ФЗУ	5-10	0,5	0,5
		10-15	0,4	0,3
		15-20	0,35	0,25
		20-30	0,3	0,2
13	Насосные	до 0,5	1,05	
		0,5-1	1,0	
		1-2	0,6	
		2-3	0,5	
14	Компрессорные	до 0,5	0,7	
		0,5-1	0,7-0,6	
		1-2	0,6-0,45	
		2-5	0,45-0,4	
		5-10	0,4-0,35	
15	Газогенераторные	5-10	0,1	1,8
16	Регенерация масел	2-3	0,75-0,6	0,6-0,5
17	Склады химикатов, красок и т. п.	до 1	0,85-0,75	
		1-2	0,75-0,65	
		2-5	0,65-0,58	0,6-0,45
18	Склады моделей и главные магазины	1-2	0,8-0,7	
		2-5	0,7-0,6	
		5-10	0,6-0,45	
19	Бытовые и административно-вспомогательные помещения	0,5-1	0,6-0,45	
		1-2	0,45-0,4	
		2-5	0,4-0,33	0,14-0,12
		5-10	0,33-0,3	0,12-0,11
		10-20	0,3-0,25	0,11-0,1
20	Проходные	до 0,5	1,3-1,2	
		0,5-2	1,2-0,7	
		2-5	0,7-0,55	0,15-0,1
21	Казармы и помещения ВОХР	5-10	0,38-0,33	
		10-15	0,33-0,31	

2.3.2. Горячее водоснабжение

Базовым показателем для определения удельного суточного расхода воды является норматив потребления холодной и горячей воды на одного жителя, принятый в соответствии с рекомендациями СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети» Приложение Г.

В настоящее время норма суточного расхода воды на нужды горячего водоснабжения в жилых зданиях на одного проживающего составляет 105 л/сут.

Тогда среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение, приходящийся на одного проживающего в жилом доме, можно вычислить по формуле:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.ч}} = G_{\text{в}} \cdot c \cdot \rho \cdot (t_{\text{ГВ}} - t_{\text{ХВ}}) \cdot k_{\text{пот}}/24, \text{ ккал/ч}$$

где $G_{\text{в}}$ – расход горячей воды на человека, л/сут

c – удельная теплоемкость воды, ккал/(кг°С), $c=1,002$ ккал/(кг°С)

ρ - плотность воды, кг/л, 0,998 кг/л;

$t_{\text{ГВ}}$ – температура горячей воды, °С, $t_{\text{ГВ}}=60^{\circ}\text{C}$

$t_{\text{ХВ}}$ – температура холодной воды, °С, $t_{\text{ХВ}}=5^{\circ}\text{C}$

$k_{\text{пот}}$ – коэффициент тепловых потерь, $k_{\text{пот}}=1,2$

Фактическая обеспеченность жилой площадью на территории Приозерского городского поселения на 01.01.2022 составила 19,09 м²/чел.

Учитывая значения обеспеченности жилой площадью, удельный расход тепла на горячее водоснабжение на 1 м² общей площади жилых зданий составит:

$$q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.ч}} = \frac{Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.ч}}}{z}, \text{ ккал}/(\text{ч} \cdot \text{м}^2)$$

где z - обеспеченность жилой площадью, м²/чел.

Результаты выполненных расчетов, отражающих ожидаемое изменение удельного расхода тепла на горячее водоснабжение на 1 м² общей площади жилых зданий, составит (таблица 2.3.8):

Таблица 2.3.8. Удельный расход тепла на горячее водоснабжение на 1 м2 общей площади жилых зданий, ккал/(ч·м2)

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Норма суточного расхода воды на нужды горячего водоснабжения в жилых зданиях на одного проживающего	л/сут	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0
2	Среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение, приходящийся на одного проживающего в жилом доме	ккал/ч	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2	341,2
3	Обеспеченность жилой площадью	м2/чел	23,5	23,6	23,6	23,6	23,7	23,7	23,8	23,8	23,9	24,0
4	Удельный расход тепла на горячее водоснабжение на 1 м2 общей площади жилых зданий составит	ккал/(ч·м^2)	14,5	14,5	14,5	14,4	14,4	14,4	14,4	14,3	14,3	14,2

Для общественных зданий норма расхода воды на одного человека для различного назначения здания в соответствии со СП 30.13330.2012 «СНиП 2.04.01- 85* "Внутренний водопровод и канализация" (таблица 2.3.9):

Таблица 2.3.9. Нормы расхода горячей воды в средние сутки для общественных зданий различного функционального назначения

№ п/п	Водопотребители	Единица измерения	Расчетные (удельные) средние за год суточные расходы горячей воды, л/сут, на единицу измерения
1	Общежития		
	с общими душевыми	1 житель	50
	с душами при всех жилых комнатах	то же	80
2	Гостиницы, пансионаты и мотели:		
	с общими ваннами и душами	"	70
	с душами во всех номерах	"	140
3	Больницы:		
	с общими ваннами и душами	"	75
	с санитарными узлами, приближенными к палатам инфекционные	"	90
4	Санатории и дома отдыха:		
	с общими душами	"	65
	с душами при всех жилых комнатах	"	75
5	с ваннами при всех жилых комнатах	"	100
	Физкультурно-оздоровительные учреждения:		
	со столовыми на полуфабрикатах, без стирки белья	1 место	30
6	со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	то же	100
	Дошкольные образовательные учреждения и школы-интернаты:		
	с дневным пребыванием детей:		
7	со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	20
	со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	то же	30
	с круглосуточным пребыванием детей:		
8	со столовыми на полуфабрикатах	"	30
	со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	"	40
	Учебные заведения с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах	1 учащийся и 1 преподаватель	8
9	Административные здания	1 работающий	6
10	Предприятия общественного питания с приготовлением пищи, реализуемой в обеденном зале	1 блюдо	4
10	Магазины:		
	продовольственные (без холодильных установок)	1 работник в смену или 20 м торгового зала	12
	промтоварные	1 работник в смену	8

№ п/п	Водопотребители	Единица измерения	Расчетные (удельные) средние за год суточные расходы горячей воды, л/сут, на единицу измерения
11	Поликлиники и амбулатории	1 больной	4
		1 работающий в смену	12
12	Аптеки:		
	торговый зал и подсобные помещения	1 работающий	12
	лаборатория приготовления лекарств	то же	55
13	Парикмахерские	1 рабочее место в смену	33
14	Кинотеатры, театры, клубы и досугово-развлекательные учреждения:		
	для зрителей	1 человек	3
	для артистов	то же	25
15	Стадионы и спортзалы:		
	для зрителей	"	1
	для физкультурников с учетом приема душа	"	30
	для спортсменов с учетом приема душа	"	60
16	Плавательные бассейны:		
	для зрителей	1 место	1
	для спортсменов (физкультурников) с учетом приема душа	1 человек	60
	на пополнение бассейна	% вместимости	
17	Бани:		
	для мытья в мыльной и ополаскиванием в душе	1 посетитель	120
	то же, с приемом оздоровительных процедур	то же	190
	душевая кабина	"	240
	ванная кабина	"	360
18	Прачечные:		
	немеханизированные	1 кг сухого белья	15
	механизированные	то же	25
19	Производственные цехи:		
	обычные	1 чел. в смену	11
	с тепловыделениями свыше 84 кДж на 1 м ² /ч	то же	24
20	Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий	1 душевая сетка в смену	270
21	Расход воды на поливку:		
	травяного покрова	1 м ²	
	футбольного поля	то же	
	остальных спортивных сооружений	"	
	усовершенствованных покрытий, тротуаров, площадей, заводских проездов	"	
	зеленых насаждений, газонов и цветников	"	
22	Заливка поверхности катка		

Таблица 2.3.10. Удельное теплотребление и удельная тепловая нагрузка для вновь строящихся зданий в границах городского поселения

Год постройки	Тип застройки	Удельное теплотребление, Гкал/м2/год			Удельная тепловая нагрузка, ккал/(ч*м2)		
		Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма	Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма
до 2018	Жилая многоэтажная	0,09	0,12	0,21	45,30	14,22	59,52
	Жилая средне- и малоэтажная	0,11	0,12	0,23	52,80	14,22	67,02
	Жилая индивидуальная	0,16	0,12	0,28	70,38	14,22	84,60
	Общественно-деловая и промышленная	0,08	0,11	0,19	56,20	12,48	68,68
2018 - 2022 г.г.	Жилая многоэтажная	0,07	0,13	0,20	36,20	14,06	50,26
	Жилая средне- и малоэтажная	0,09	0,13	0,22	42,20	14,06	56,26
	Жилая индивидуальная	0,12	0,13	0,25	56,31	14,06	70,37
	Общественно-деловая и промышленная	0,06	0,12	0,17	42,10	12,39	54,49
2023 - 2028 г.г.	Жилая многоэтажная	0,05	0,12	0,18	27,20	13,75	40,95
	Жилая средне- и малоэтажная	0,07	0,12	0,19	31,70	13,75	45,45
	Жилая индивидуальная	0,09	0,12	0,22	42,23	13,75	55,98
	Общественно-деловая и промышленная	0,04	0,12	0,16	31,60	12,24	43,84

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

Прогноз прироста тепловых нагрузок г. Приозерска формировался на основе данных, предоставленных администрацией Приозерского городского поселения Приозерского муниципального района. Таким образом, до 2031 г. в г. Приозерске ожидается суммарный прирост тепловой нагрузки в 10,1054 Гкал/ч. Информация об объектах перспективного строительства представлена в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1. Объекты перспективного строительства (по состоянию на 01.01.2022 г.)

№ п/п	Наименование объекта	Объём теплотребления, Гкал/час	Прогнозный срок сдачи в эксплуатацию	Планируемые точки подключения
1	Универсальный игровой зал, ул. Инженерная	0,55200	2022-2028 гг.	УТ-5
2	Кирха, ул. Ленинградская, 12	0,32590	2022-2028 гг.	УТ-28
3	Ж/д 7-9 этажей, угол Ленина-Чапаева	0,54000	2022-2028 гг.	УТ-14
4	Ж/д 5-7 этажей, угол Маяковского Красноармейская	0,53100	2022-2028 гг.	УТ-26/УТ-27
5	Ж/д 75-квартирный, угол Гоголя Красноармейская	0,54000	2022-2028 гг.	УТ-74
6	Жилой квартал малоэтажной и среднеэтажной застройки по ул. Калинина	6,60000	2022-2028 гг.	УТ-1
7	Ж/д 35 квартирный, угол Речной Чапаева	0,320	2022-2028 гг.	УТ-7
8	Ж/д 24 квартирный, ул. Суворова	0,2195	2022-2028 гг.	УТ-86

№ п/п	Наименование объекта	Объём теплотребления, Гкал/час	Прогнозный срок сдачи в эксплуатацию	Планируемые точки подключения
9	Детская художественная школа, ул. Гагарина	0,477	2022-2028 гг.	УТ-32а
	ИТОГО	10,1054		

Перспективные объемы потребления тепловой энергии с разделением по источникам тепловой энергии представлены в таблице 1.4.2.

Таблица 2.4.2. Прирост объемов потребления тепловой энергии из централизованной системы теплоснабжения (нарастающим итогом) и разбивкой по годам

Источник	Ед.изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Котельная № 1	Гкал/час	42,9	43,0	44,38	44,38	42,85	42,85	42,85	42,85	42,85	42,85	42,85	42,85	42,85	42,85	42,85	42,85
Котельная № 2	Гкал/час	7,5	7,6	14,24	14,24	14,35	14,35	14,57	15,12	15,45	15,99	16,52	17,06	24,46	24,46	24,46	24,46
Котельная ДРСУ	Гкал/час	-	-	-	-	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Котельная ул.Заозерная	Гкал/час	-	-	-	-	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Котельная ул.Цветкова	Гкал/час	-	-	-	-	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Котельная ДДИ	Гкал/час	-	-	-	-	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
ВСЕГО	Гкал/час	50,4	50,6	58,62	58,62	58,99	58,99	59,21	59,76	60,09	60,63	61,16	61,70	69,10	69,10	69,10	69,10

Общий прирост тепловой нагрузки и потребления тепловой энергии от СЦТС по всем районам города к расчетному сроку составит 10,1054 Гкал/ч. Следует отметить, что существующий темп прироста тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии превышает установленную мощность источника тепловой энергии Котельная №2. Ввиду отставания темпов прироста тепловых нагрузок (темпов строительства) в соответствии с генеральным планом от планируемого, вопрос увеличения тепловой мощности источников тепловой энергии будет рассматриваться на этапе получения запросов на технические условия от застройщиков. При этом не исключается вероятность строительства дополнительного локального источника тепловой энергии для покрытия объемов тепловой энергии.

2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Согласно данным Генерального плана Приозерского городского поселения наряду со строительством многоэтажного жилого фонда планируется строительство малоэтажной и индивидуальной жилой застройки в размере 25% от общего объема нового строительства. Сведения о приросте перспективной нагрузке в зонах действия индивидуальных источников не предоставлены.

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

В настоящий момент существующие предприятия не имеют проекта расширения или увеличения мощности производства.

Изменение производственных зон, а также их перепрофилирование в течение расчетного периода не предусматривается.

2.7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения при актуализации схемы теплоснабжения на 2022 год.

2.7.1. Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения подключение потребителей к тепловым сетям, не осуществлялось.

2.7.2. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения подключение потребителей к тепловым сетям, не осуществлялось. Прогноз перспективной застройки не изменился.

2.7.3. Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии

Данные о расчетных тепловых нагрузках согласно пп. «д» п. 34 ПП РФ от 22.02.2012 № 154 (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 №276) представлены в Главе 1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

2.7.4. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

Данные о фактических расходах теплоносителя согласно пп. «о» п. 31 ПП РФ от 22.02.2012 № 154 (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 №276) представлены в Главе 1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

3. ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Под электронной моделью системы теплоснабжения понимается совокупность расчетных математических блоков, баз данных, привязанных к топографической основе поселения, вложенных в специализированное программное обеспечение, для проведения моделирования тепловых и гидравлических процессов.

Электронная модель системы теплоснабжения Приозерского городского поселения обеспечивает:

- 1) графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов;
- 2) хранение и актуализацию данных о тепловых сетях и сооружениях на них, включая технические паспорта объектов системы теплоснабжения;
- 3) выполнение гидравлических расчетов тепловых сетей (любой степени закольцованности, в том числе гидравлических расчетов тепловых сетей при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть);
- 4) моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- 5) расчет энергетических характеристик тепловых сетей по показателям «потери тепловой энергии» и «потери сетевой воды»;
- 6) групповое изменение характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;
- 7) расчет, построение и сравнение пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;
- 8) автоматизированное определение пути движения теплоносителя до произвольно выбранного потребителя с целью расчета вероятности безотказной работы (надежности) системы теплоснабжения относительно этого потребителя;
- 9) определение существования пути движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети;
- 10) автоматизированный расчет отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного (любого) участка тепловой сети;
- 11) определение зон действия изолированных систем теплоснабжения на базе единственного источника тепловой энергии.

Электронная модель системы теплоснабжения Приозерского городского поселения разработана в географической информационной системе (ГИС) Zulu™.

С помощью ГИС Zulu™ созданы карты, включающие следующие слои, используемые в работе:

- 1) Слой географической подосновы, выполненные в локальной системе координат.
- 2) Информационно-расчетные слои, содержащие данные графического отображения, топологической связи и технических характеристик элементов систем теплоснабжения Приозерского городского поселения. Любая система теплоснабжения в слое представляется в виде топологически связанных элементов: источников (котельные), узлов (тепловые камеры, узлы

разветвления, смена диаметра, смена типа прокладки и др.), потребителей, (шайбы, регуляторы расхода, регуляторы давления, регуляторы напора), а также участков тепловых сетей. Каждый из перечисленных элементов системы поддерживается общей по слою базой данных. Неотъемлемой частью электронной модели является расчетный блок.

Его модули позволяют производить расчет тупиковых и кольцевых сетей многотрубных систем теплоснабжения с повысительными насосными станциями дросселирующими устройствами, работающими от одного или нескольких источников. Модель обеспечивает выполнение теплогидравлических расчетов систем централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Базовый комплекс электронной модели состоит из следующих расчетных модулей:

- модуль наладочного расчета;
- модуль поверочного расчета;
- модуль конструкторского расчета;
- модуль расчета температурного графика;
- модуль построения пьезометрического графика;
- модуль решения коммутационных задач;
- модуль расчета нормативных потерь теплоты и теплоносителя.

Модуль поверочного расчета электронной модели позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы теплоснабжения, а также прогнозировать изменение температуры воздуха в зданиях потребителей. Режимы работы системы анализируются с учётом потерь теплоты и теплоносителя из тепловой сети и систем теплоснабжения фактически установленного оборудования на абонентских в водах и тепловых сетях. Расчеты проводятся с различными исходными данными, в том числе в аварийных ситуациях: отключении отдельных участков тепловой сети, передаче теплоносителя и тепловой энергии от одного источника к другому и т.п.

Результаты расчетов представляются в табличном и графическом виде и могут быть экспортированы в MS Excel. Картографический материал и схемы тепловых сетей оформляются в виде документов с использованием макета печати.

3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения и с полным топологическим описанием связности объектов

В электронной модели система теплоснабжения представлена следующими основными объектами: источник, участок, потребитель, узлы, и другие элементы системы теплоснабжения. Все элементы системы являются узлами, а участки тепловой сети - дугами связанного графа математической модели. Каждый объект математической модели относится к определенному типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

В процессе занесения схемы с помощью специализированного редактора, входящим в ZuluThermo™ автоматически формируется графическая база данных, в которой

содержится информация о координатах, типе и режиме работы каждого объекта, а также с какими узловыми объектами связаны линейные связи (участки сети). Таким образом создается топологическое описание связности расчетной схемы сети.

В составе материалов настоящей актуализации схемы теплоснабжения Приозерского городского поселения представлена электронная модель теплоснабжения второго уровня.

Интерфейс и графическое представление в программе Zulu 8.0 представлено на рисунке 3.1.1.

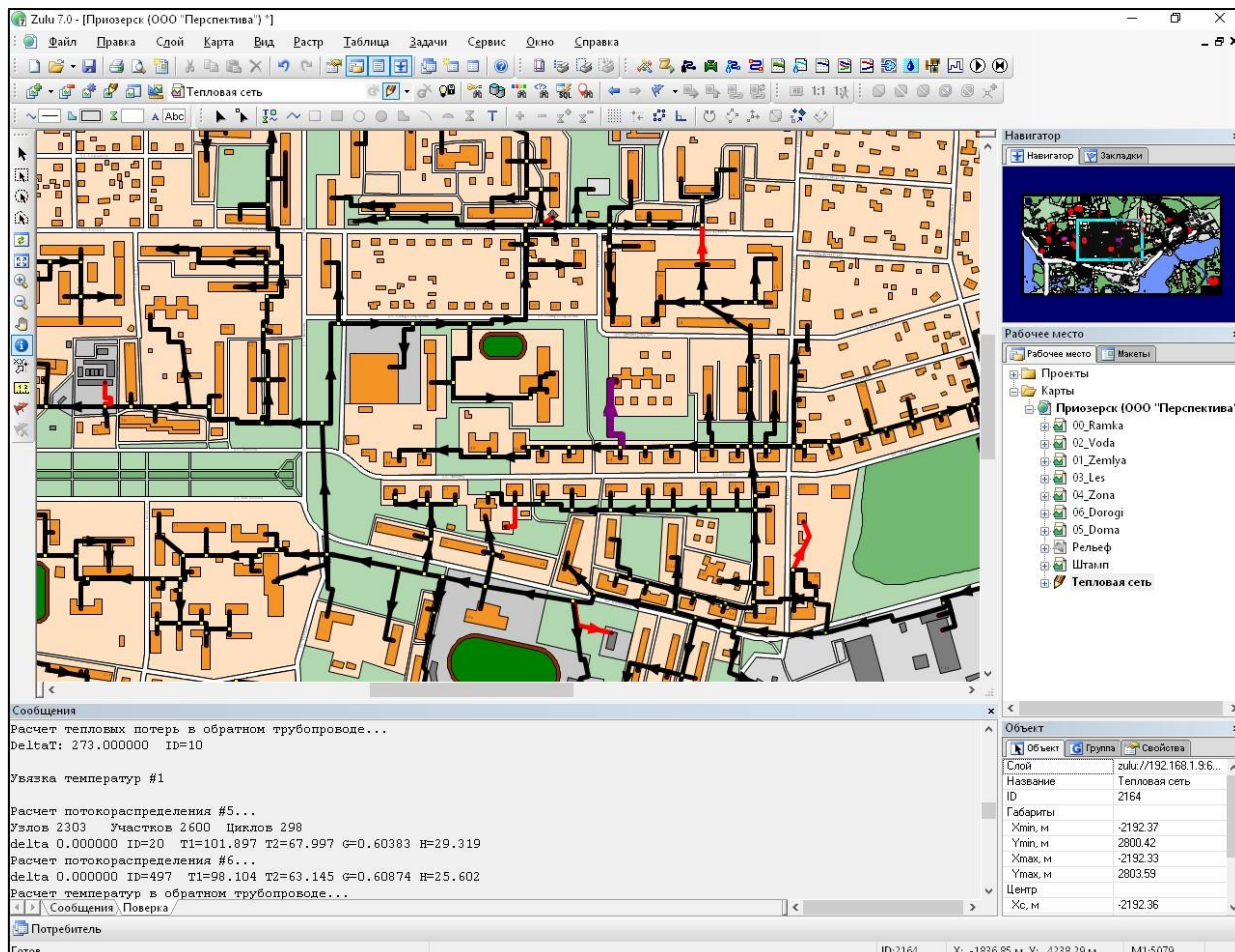


Рисунок 3.1.1 Интерфейс и графическое представление программы Zulu 8.0

3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения

Электронная модель обеспечивает паспортизацию технических характеристик элементов системы теплоснабжения, которая позволяет учитывать индивидуальные технические характеристики реальных объектов при выполнении расчетных задач.

Система паспортизации включает описания следующих основных объектов:

- Источник;
- Участок;
- Потребитель;
- Узел.

При необходимости элементы базы данных паспорта могут быть заменены, убраны, добавлены и перегруппированы.

3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

В электронной модели системы теплоснабжения районы теплоснабжения представляются как объекты, сгруппированные по территориальному (административному или другому) признаку. Электронная модель схемы теплоснабжения обеспечивает получение данных о единице (единицах) деления в форме запросов.

3.4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

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 недостаточно.

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.

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 в 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.

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.

Результаты гидравлического расчета тепловых сетей Приозерского городского поселения представлены в разделе 3 Главы 1.

Модель тепловых сетей Приозерского городского поселения в своем расчете имитирует гидравлический режим тепловых сетей в таком виде, как это фактически реализовано.

3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Моделирование переключений, выполняемых в тепловых сетях, осуществляется решением коммутационных задач, в результате решения которых возможно проведение анализа изменения режимов работы тепловых сетей из-за отключения задвижек или участков сети. В результате решения этих задач определяются объекты, попавшие под отключение. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

Объем воды в подающем и обратном трубопроводе

Суммируются объемы воды во всех попавших под отключение участков сети. Объем каждого участка вычисляется по формуле:

$$V_i = L_i \cdot D_i^2 \cdot \frac{\pi}{4}, \text{ м}^3$$

где, L - длина участка, м; D - диаметр подающего (обратного) трубопровода, м.

По каждому потребителю суммируются расчетные нагрузки:

на отопление;

на вентиляцию;

на ГВС.

Объем внутренних систем теплоснабжения

Рассчитывается исходя из следующей зависимости:

$$V_{\text{сист}} = Q_{\text{сист}} \cdot v, \text{ м}^3$$

$Q_{\text{сист}}$ - расчетная тепловая нагрузка системы теплоснабжения, Гкал/ч;

v - удельный объем воды, принимаемый в зависимости от вида основного теплоснабжающего оборудования, (м³*ч)/Гкал.

Объем воды в системе отопления

Значения удельного объема воды (v) в системе отопления с радиаторами высотой 1000 мм при различных перепадах температур:

Перепад температур воды в системе теплоснабжения °С						
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
v	31	28.2	24.2	23.2	21.6	18.2

Объем воды в системе вентиляции

Значения удельного объема воды (v) в системе вентиляции при различных перепадах температур:

Перепад температур воды в системе теплоснабжения °С						
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
v	8.5	7.5	6.5	6	5.5	4.4

Объем воды в системе ГВС

Удельный объем воды (v) на заполнение местных систем горячего водоснабжения при открытой системе теплоснабжения определяется из гидравлического расчета (м³*ч)/Гкал.

Суммарный объем воды

Суммируются объем воды в подающем, обратном трубопроводе и объем воды внутренних систем теплоснабжения.

Запуск расчета

Запуска решения коммутационных задач осуществляется командой из главного меню Задачи/Коммутационные задачи (рисунок 3.5.1).

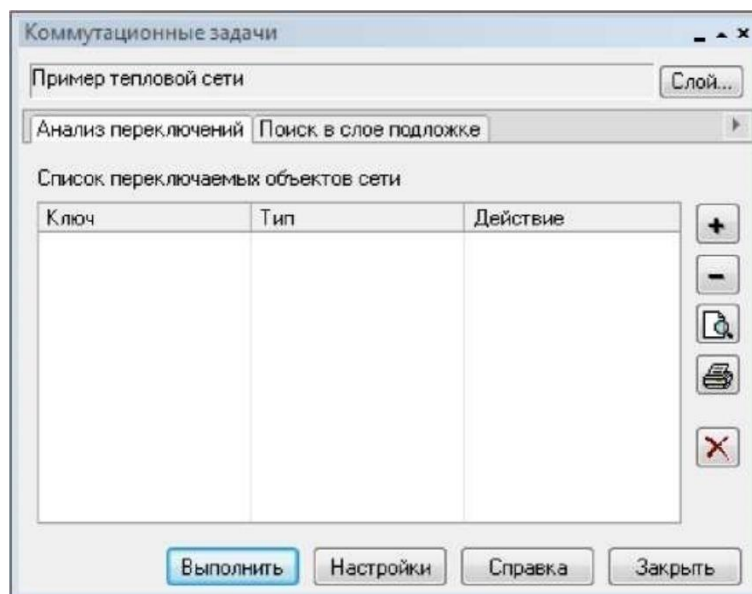


Рисунок 3.5.1. Диалог «Коммутационные задачи»

При выборе «Слой...» в появившемся диалоговом окне выбирается слой тепловой сети (рисунок [3.5.2](#)).

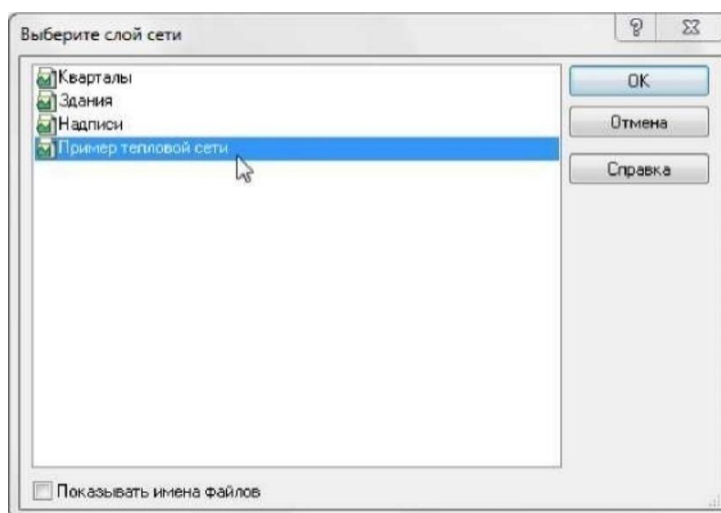


Рисунок 3.5.2 Диалог выбора слоя

Далее проводится анализ переключений или поиск в слое-подложке.

Анализ переключений

При анализе переключений определяются объекты, которые попадают под отключения и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам сети;
- расчет объемов внутренних систем теплоснабжения и нагрузок на системы теплоснабжения при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

Запуск анализа переключений

Запуск анализа переключений выполняется в следующем порядке:

- 1) Запускается решение «Коммутационных задач»;

- 2) Выполняется выбор «Анализа переключений»;
- 3) Выполняется вызов диалога настроек программы;
- 4) Выполняется выбор на карте запорного устройства (участка), для которого производится отключение. Выбранный объект добавляется в список переключаемых объектов сети (рисунок 3.5.3)

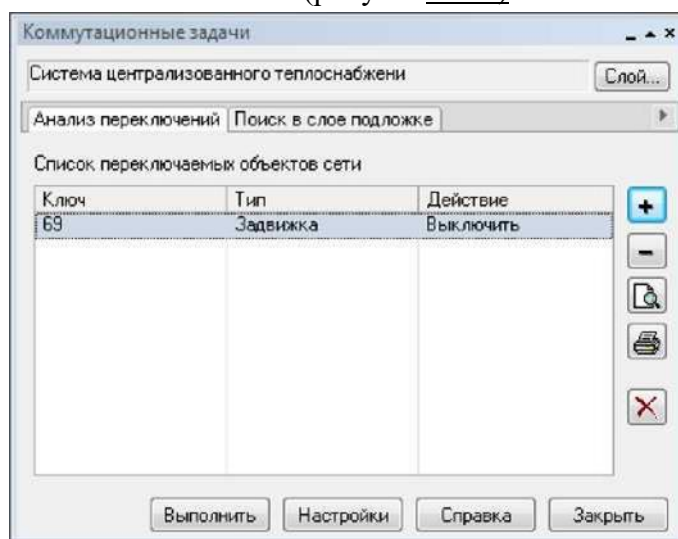


Рисунок 3.5.3 Список переключаемых объектов

После выбора на карте автоматически отобразится в виде раскраски расчетная зона отключенных участков сети (рисунок 3.5.4).

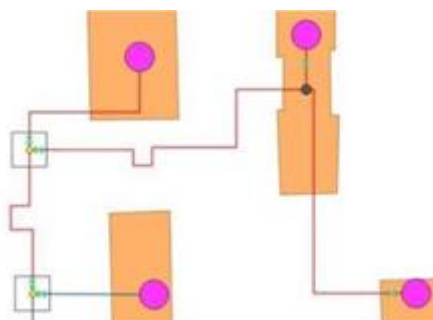


Рисунок 3.5.4 Отображение отключений на карте

- 5) Выполняется выбор необходимого вида переключения (рисунок 3.5.5)

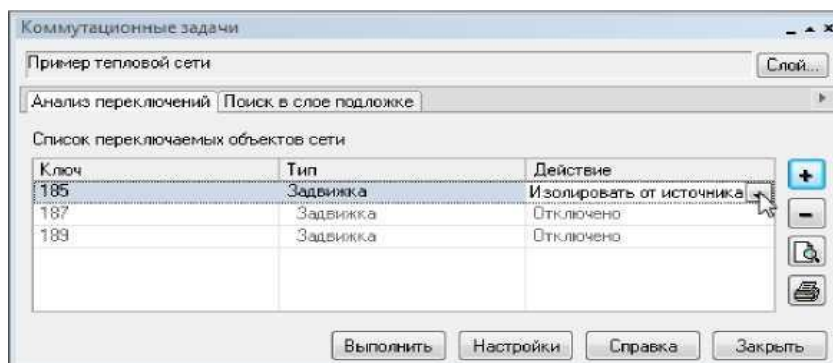
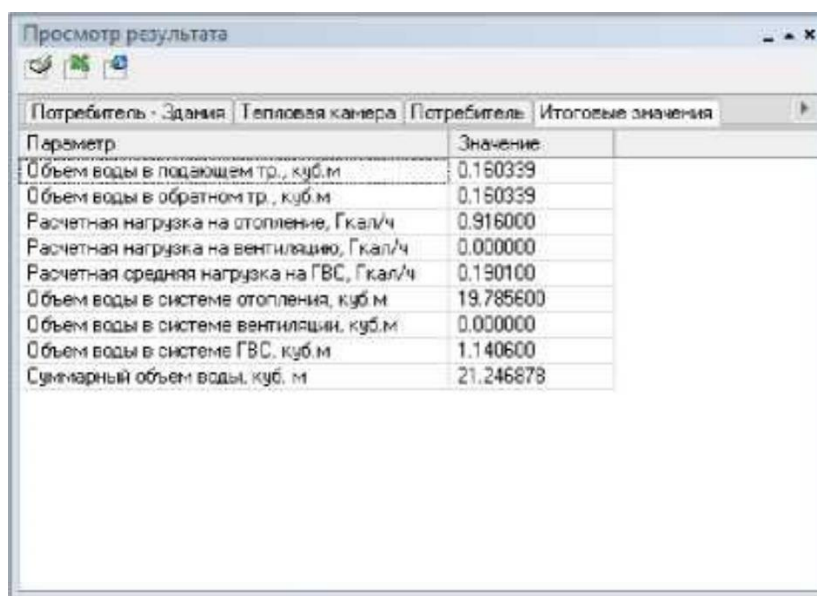


Рисунок 3.5.5 Работа в окне «Коммутационные задачи»

Виды переключений:

- «Включить» - режим объекта устанавливается на «Включен»;
- «Выключить» - режим объекта устанавливается на «Выключен»;

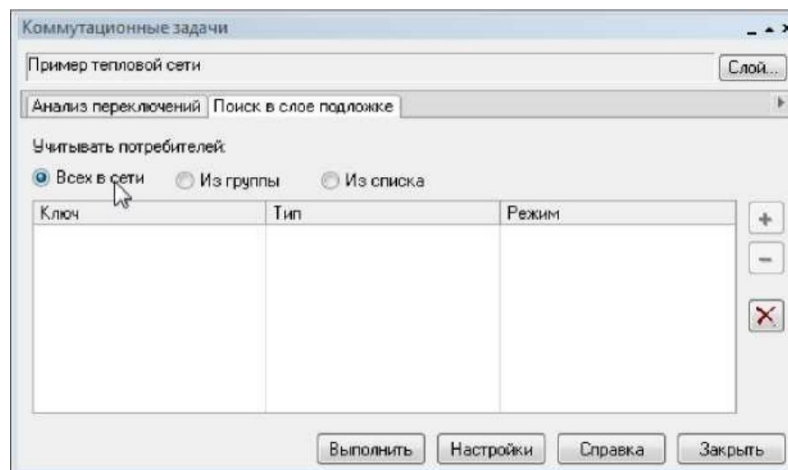
- «Изолировать от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся изолирующая объект от источника запорная арматура;
 - «Отключить от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся отключающая объект от источника запорная арматура.
- б) Выполняется запуск («Выполнить») расчета коммутационной задачи. В результате выполнения задачи появится браузер «Просмотр результата», содержащий табличные данные результатов расчета (рисунок 3.5.6). Вкладки браузера содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.



Потребитель	Здания	Тепловая камера	Потребитель	Итоговые значения
Параметр				Значение
Объем воды в подающем тр., куб.м				0.150339
Объем воды в обратном тр., куб.м				0.150339
Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч				0.916000
Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч				0.000000
Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч				0.190100
Объем воды в системе отопления, куб.м				19.785600
Объем воды в системе вентиляции, куб.м				0.000000
Объем воды в системе ГВС, куб.м				1.140600
Суммарный объем воды, куб. м				21.246878

Рисунок 3.5.6 Окно результатов расчета

Далее осуществляется «Поиск в слое-подложке», который позволяет определить в заданном слое-подложке (обычно слой зданий) объекты, местоположение которых совпадает с местоположением потребителей в слое сети. Результаты поиска отображаются на карте в виде тематической раскраски объектов слоя-подложки и выводятся в отчет (рисунок 3.5.7).



Коммутационные задачи

Пример тепловой сети [Слой...]

Анализ переключений | Поиск в слое подложке

Учитывать потребителей:

Всех в сети Из группы Из списка

Ключ	Тип	Режим

Выполнить Настройки Справка Закрыть

Рисунок 3.5.7 Окно поиска слоя в подложке. Необходимые условия поиска

Необходимые условия поиска:

- «Всех в сети» - осуществляется поиск всех потребителей в слое сети;
- «Из группы» - осуществляется поиск потребителей, входящих в текущую группу в слое сети;
- «Из списка» - осуществляется поиск потребителей, которые добавлены в список.

Необходимые настройки:

- выполняется вызов диалога «Настройки»;
- запускается выполнение «Коммутационных задач»;
- запускается выполнение «Настройки» (рисунок 3.5.8).

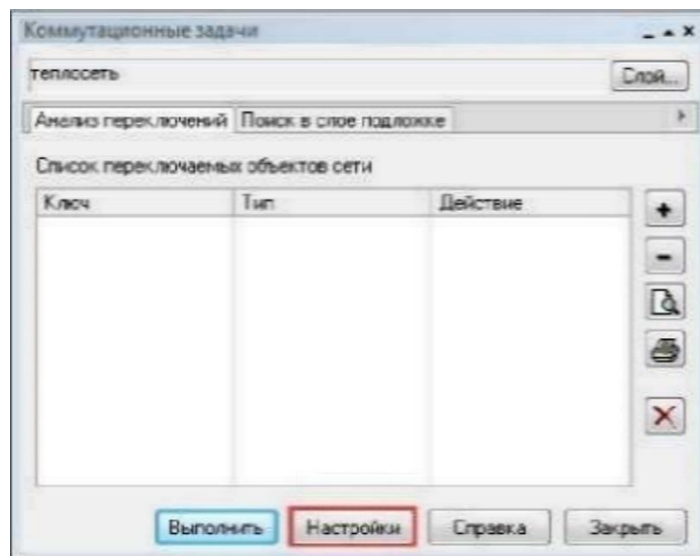


Рисунок 3.5.8 Настройки коммутационных задач

Открывшийся диалог настроек имеет следующие вкладки:

- «Слой сети». Выбирается нужный слой и вид (Тепловая сеть) сети (рисунок 3.5.9);

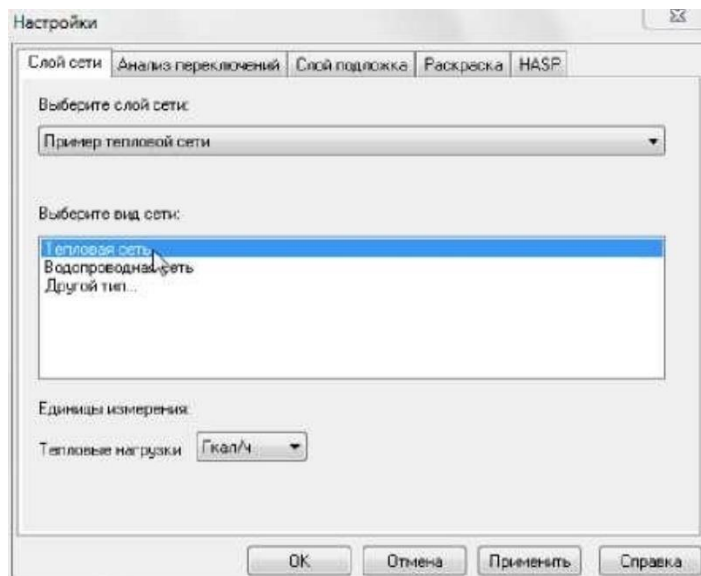


Рисунок 3.5.9 Вкладка «Слой сети» диалога «Настройки»

- «Анализ переключений». В списке «Выберите типы объектов сети, участвующие в анализе» включается перечень всех типов элементов для выбранного слоя сети (рисунок 3.5.10).

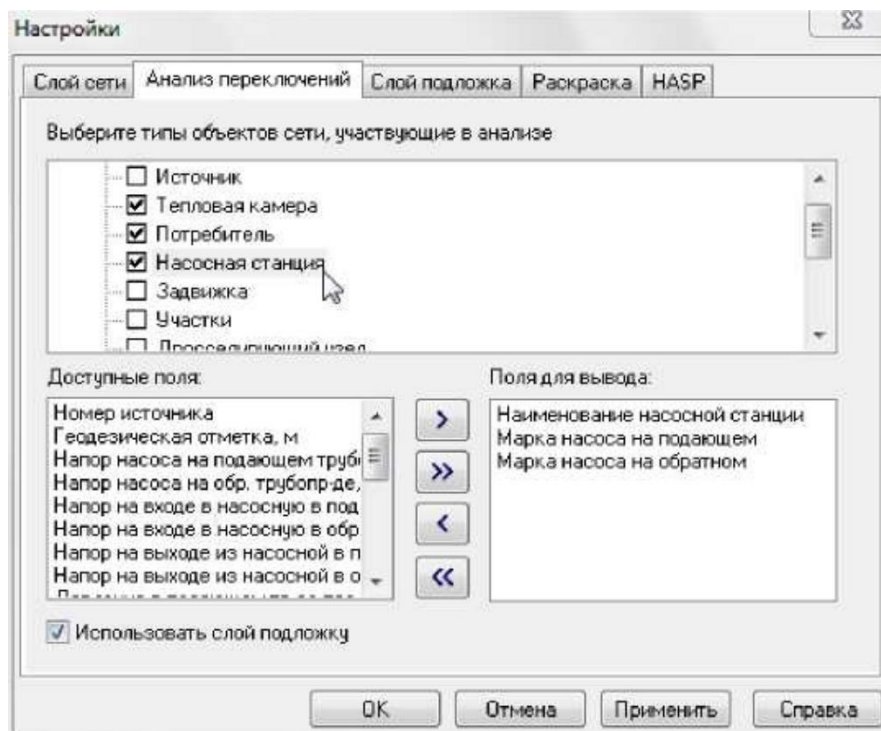


Рисунок 3.5.10 Настройка анализа переключений

При выделении названия объекта в верхней части окна, в списке «Доступные поля» отображается список всех полей базы данных выбранного объекта, которые могут быть включены в отчет. В списке «Поля для вывода» отображается список полей, которые были выбраны для включения в отчет.

- «Слой подложка» (рисунок 3.5.11) - слой, в котором осуществляется поиск и раскраска объектов, попадающих под потребителей сети (слой зданий). Объекты выбранного слоя подложки раскрашиваются в зависимости от состояния потребителя, изображенного на этом объекте (здания окрашиваются под выключенными потребителями) (рисунок 3.5.12).

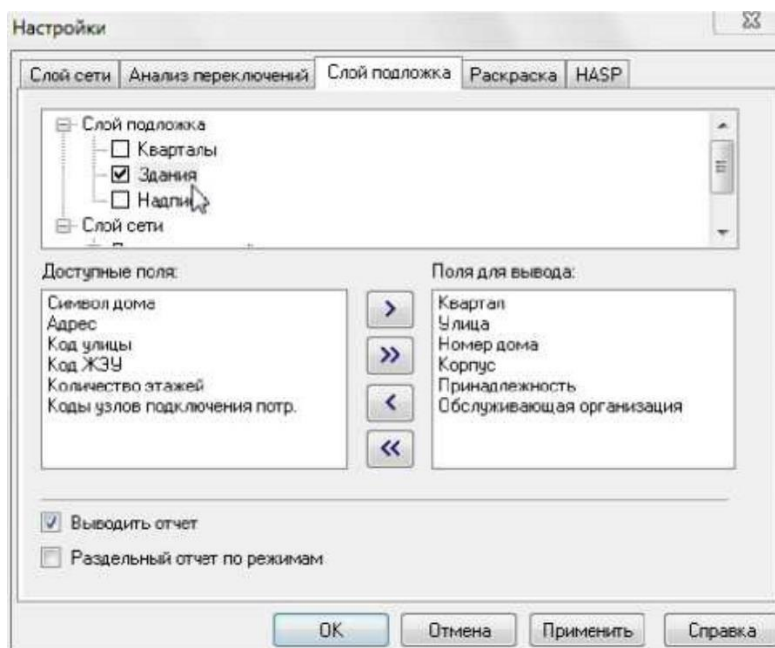


Рисунок 3.5.11 Настройка слоя-подложки

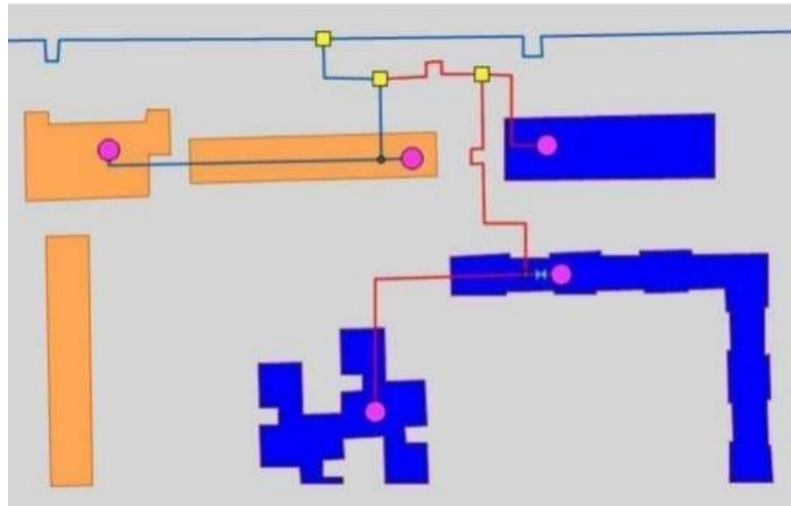


Рисунок 3.5.12 Отображение отключений на тематической раскраске

В браузере «Просмотр результата» результаты поиска группируются в отдельные таблицы, в зависимости от режимов потребителей.

- «Раскраска» - раскраска слоя подложки по состоянию потребителей сети задаются стили и цвета заливки площадных объектов слоя подложки в зависимости от режима соответствующих потребителей (рисунок 3.5.13). Заданный стиль для состояния используется при задании стиля и цвета заливки нужного режима (рисунок 3.5.14).

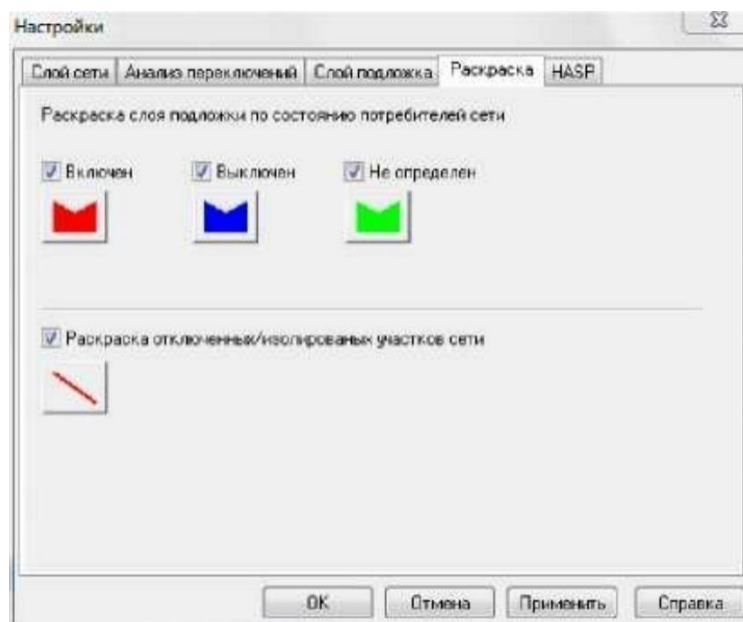


Рисунок 3.5.13 Настройка раскраски слоя подложки



Рисунок 3.5.14 Настройка раскраски площадных объектов

Режим «Не определен» соответствует ситуации, когда на один объект слоя подложки попадает несколько потребителей с разными режимами.

Работа со списком объектов

В список объектов добавляются объекты, выбираемые из активного слоя карты в следующем порядке:

- 1) На карте выделяется запорное устройство (участок), для которого будет производиться отключение;
- 2) Объект добавляется в список. При передвижении по списку, на карте автоматически выделяется соответствующий объект. Если объект не попадает в видимую область карты, то вид устанавливается таким образом, чтобы объект оказался в центре карты.
- 3) При выбранной вкладке «Анализ переключений» просматривается и распечатывается отчет по списку объектов. Поля для подготовки отчета выбираются из настроек соответствующего типа объекта сети (рисунок 3.5.15).

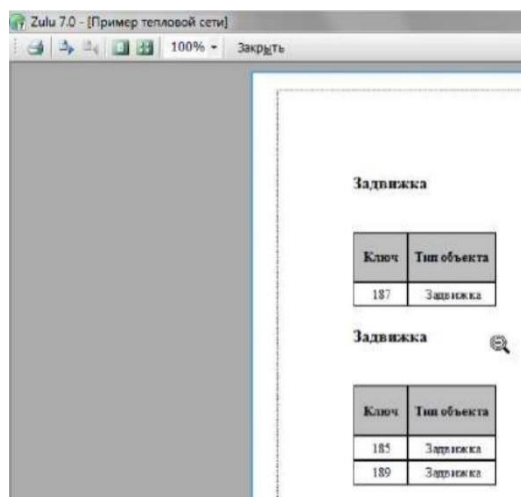


Рисунок 3.5.15 Отчет по списку отключаемых объектов

Просмотр результатов расчета

Вывод результатов анализа переключений осуществляется в окне, вкладки которого содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета (рисунок 3.5.16).

Потребитель - Здания | Тепловая камера | Потребитель | Итоговые значения

Параметр	Значение
Объем воды в подающем тр., куб.м	0.160339
Объем воды в обратном тр., куб.м	0.160339
Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	0.916000
Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	0.000000
Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	0.190100
Объем воды в системе отопления, куб.м	19.785600
Объем воды в системе вентиляции, куб.м	0.000000
Объем воды в системе ГВС, куб.м	1.140600
Суммарный объем воды, куб. м	21.246878

Рисунок 3.5.16 Окно результатов расчета

Окно «Просмотр результата» содержит табличные данные результатов расчета, а также таблицы попавших под отключения объектов (рисунок 3.5.17). При выделении записи в таблице, на карте автоматически выделяется соответствующий объект.

Потребитель - Здания | Тепловая камера | Потребитель | Итоговые значения

Режим	Адрес узла ввода	Наимен...	Расчет...	Расчет...	Число жителей	Ква
Выключен	ул. Ломоносова 47	т/ц ж.ч.	0.249	0.0687		
Выключен	ул. Ломоносова 45	т/ц ж.ч.	0.249	0.0647		105
Выключен	ул. Ломоносова 48	т/ц ж.ч.	0.418	0.0567		105

Рисунок 3.5.17 Поиск выключенного объекта на карте

3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Тепловая нагрузка по зонам действия источников тепловой энергии определяется в соответствии с данными, занесенными в электронную модель, а именно потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха может быть основано на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения, договорах на поддержание резервной мощности, в долгосрочных договорах теплоснабжения, цена которых определяется по соглашению сторон, и долгосрочных

договорах теплоснабжения, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды.

В базу данных электронной модели заносится информация по установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии.

Указанные выше данные заносятся в электронную модель для существующего положения (1-й слой) и на перспективу до расчетного срока (2-й слой).

Для определения балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки по зонам действия источников тепловой энергии выполняется следующая последовательность действий:

1. В электронной модели выделяется источник тепловой энергии.
2. С помощью опции «Найти связанные» меню «Карта» вкладка «Топология» выделяются все подключенные к источнику тепловые сети и потребители.
3. С помощью опции «Добавить в группу» (правая клавиша манипулятора) выделенные объекты тепловой сети объединяются в группу.
4. С помощью опции «Информация» производится запрос по группе потребителей:
 - Сумма «Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч»;
 - Сумма «Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч»;
 - Сумма «Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч».
5. В результате запроса определяется суммарная подключенная тепловая нагрузка к источнику тепловой энергии.
6. Результаты запроса заносятся в базу данных источника в соответствующие поля:
 - a. «Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч»;
 - b. «Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч»;
 - c. «Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч».

Аналогично запросами обрабатываются результаты наладочного расчета тепловой сети от выделенного источника. Если расчет выполнялся с включенными опциями «С учетом утечек» и «С учетом тепловых потерь», то в поле «Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч» базы данных источника автоматически заносятся результаты расчета тепловых потерь.

7. После проведения описанных выше операций с электронной моделью для всех источников тепловой энергии формируется запрос к базе данных источников на выборку следующих данных:

- a. Наименование источника;
- b. Установленная мощность;
- c. Располагаемая мощность;
- d. Располагаемая мощность «нетто»;
- e. Текущая нагрузка на отопление;
- f. Текущая нагрузка на вентиляцию;

- g. Текущая нагрузка на ГВС;
- h. Тепловые потери в тепловых сетях.

При необходимости результаты обработки запроса могут быть выгружены во внешние таблицы типа *.xls.

8. По каждому источнику определяется резерв (дефицит) располагаемой тепловой мощности «нетто» и присоединенной тепловой нагрузки с учетом тепловых потерь.

3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) для участков тепловых сетей, вводимых в эксплуатацию, или запроектированных до 1988 года, а также для участков тепловых сетей, вводимых в эксплуатацию после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, при которых производились работы по замене тепловой изоляции после 1988 года принимаются по специальным таблицам.

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь осуществляется отдельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{норм.п.}^{ср.г.} = \sum (q_{норм.п.} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

- для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{норм.п.}^{ср.г.} = \sum (q_{норм.п.} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$$Q_{норм.о.}^{ср.г.} = \sum (q_{норм.о.} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$q_{норм.п.}$, $q_{норм.л.}$, $q_{норм.о.}$ - удельные (на один метр длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, ккал/(м*ч);

L - длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром $d_{\text{к}}$. в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами. Принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 0,15 м и 1,15 при диаметрах 0,15 м и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с нормативными требованиями, или по нормам тепловых потерь (нормы плотности теплового потока) для тепловых сетей с тепловой изоляцией.

Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в нормах, определяются путем линейной интерполяции или экстраполяции.

Интерполируется среднегодовая температура воды в соответствующем трубопроводе тепловой сети или на разность среднегодовых температур воды и грунта для данной тепловой сети (или на разность среднегодовых температур воды в соответствующих линиях и окружающего воздуха для данной тепловой сети).

Среднегодовая температура окружающей среды определяется на основании средних за год температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопроводов, принимаемых по климатологическим справочникам или по данным метеорологической станции. Среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети находятся как среднеарифметические из среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды определяются по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха.

Для тепловых сетей с тепловой изоляцией удельные часовые тепловые потери определяются:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $q_{норм.}$ ккал/(м³ч) по формуле:

$$q_{норм.} = q_{норм.}^{T1} + (q_{норм.}^{T2} - q_{норм.}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{сп.}^{сп.з.} - \Delta t_{сп.}^{T1}}{\Delta t_{сп.}^{T2} - \Delta t_{сп.}^{T1}}$$

Где $q_{норм.}^{T1}$, $q_{норм.}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, ккал/(м³ч);

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта (°C)

$$\Delta t_{сп.}^{сп.з.} = \frac{t_{н.}^{сп.з.} - t_{о.}^{сп.з.}}{2} - t_{сп.}^{сп.з.}$$

определяются по формуле:

Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами, принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время необходимо учитывать следующее:

- нормы приведены отдельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;
- для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены отдельно для канальной и бесканальной прокладок;
- нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды;
- удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам отдельно для подающего и обратного трубопроводов.

Среднегодовое значение температуры сетевой воды - определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска теплоты, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов.

Расчет потерь тепловой энергии выполнен в соответствии с инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии по приказу Минэнерго России от 30 декабря 2008 года № 325.

3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения

Цель расчета


Цель расчета - количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в ТС систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений. Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных (полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

Запуск расчета

Перед запуском расчета, проверяются настройки расчетов, а также вводится необходимая исходная информация: «Исходные данные».

Для запуска расчета надежности:

1. Выполняется команда главного меню Задачи |ZuluThermo или нажимается кнопка  панели инструментов. Открывается диалог теплогидравлических.
2. Осуществляется переход на вкладку Надежность.
3. Нажимается кнопка Слой, выбирается слой рассчитываемой тепловой сети в открывшемся диалоге и нажимается кнопка ОК чтобы подтвердить выбор и закрыть диалог.
4. Отмечается источник, для которого будет производиться расчет и устанавливается флажок напротив соответствующего названия.
5. В левой части диалогового окна задаются параметры проводимого расчета, устанавливаются флажки напротив необходимых параметров:
 - С учетом утечек - проводить ли расчет с учетом нормативных утечек в тепловой сети;

- С учетом тепловых потерь - проводить ли расчет с учетом тепловых потерь. Дополнительно требуется выбрать способ учета: с учетом нормативных тепловых потерь или потерь через изоляцию;
- Сопла и шайбы из наладки – при включении данной опции, в расчете будут участвовать шайбы, подобранные в результате наладочного расчета.

6. В левой части диалогового окна указываются исходные данные:

- Отопительный период, ч - в этом поле указывается продолжительность отопительного периода в часах.
- Тниж. расч, ч - в этом поле указывается продолжительность (часы) стояния температуры наружного воздуха ниже расчетной для отопления;
- Средняя Тнв за период, С - в этом поле указывается средняя температура наружного воздуха за отопительный период.

7. Нажимается кнопка Расчет.

Исходные данные

Прежде чем приступить к любому инженерному расчету, необходимо занести исходные данные. По умолчанию поля для расчета надежности в базах данных отсутствуют, поэтому сначала поля надо добавить в базу данных («Добавление полей в базы данных»), а затем внести исходную информацию для расчета.

«Добавление полей в базы данных»;


«Участок»;

«Обобщенный потребитель»;

«Потребитель».

Добавление полей в базы данных

По умолчанию поля для расчета надежности в базах данных отсутствуют. Для их добавления следует:

1. Выбирается команда главного меню Задачи |ZuluThermo или нажимается кнопка  панели инструментов. Открывается диалог теплогидравлических расчетов.

2. Нажимается кнопка Слой... и в появившемся диалоговом окне с помощью левой кнопки мыши выбирается слой тепловой сети. Нажимается кнопка ОК.

3. Осуществляется переход на вкладку Сервис.

4. Нажимается кнопка Добавить поля по надежности. (Рисунок 3.8.1).

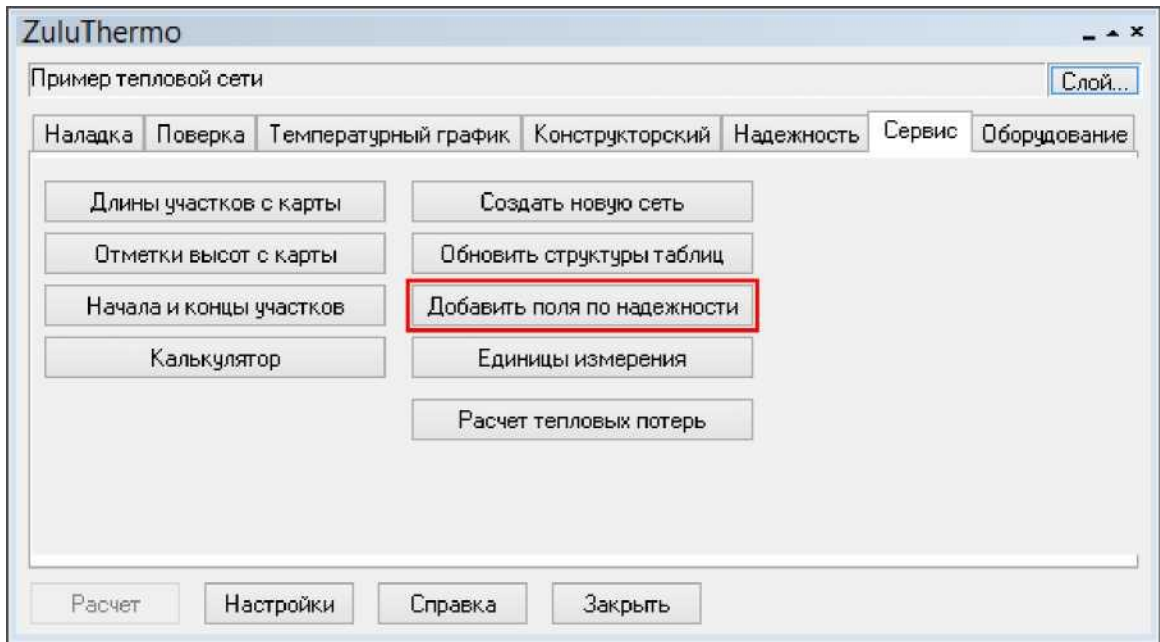


Рисунок 3.8.1 Добавление полей

В результате в базы данных по всем объектам, участвующим в расчете, добавятся поля исходных данных и результаты расчета надежности.

Участок

Для выполнения расчета надежности заносится следующая информация по участкам тепловой сети:

1. *L*, *Длина участка, м* - задается длина участка трубопровода в плане с учетом длины П-образных компенсаторов. Поле Длина участка можно заполнить автоматически для всех участков тепловой сети;

2. *Dprod*, *Внутренний диаметр подающего трубопровода, м* - задается в метрах внутренний диаметр подающего трубопровода, например, 0.05, 0.1, 0.15 м.;

3. *Dobr*, *Внутренний диаметр обратного трубопровода, м* - задается в метрах внутренний диаметр обратного трубопровода, например, 0.05, 0.1, 0.15 м.

4. *Proklad*, *Вид прокладки тепловой сети* - задается вид прокладки участка трубопровода, для этого выбирается соответствующая строка, нажимается кнопка ▾ и в открывшемся меню выбирается требуемый пункт: надземная, подземная канальная, подземная бесканальная, подвальная;

5. *Texр_nad*, *Период эксплуатации, лет* - указывается время эксплуатации трубопровода. Возможно указать год прокладки трубопровода или срок его эксплуатации. По умолчанию расчетный год считается текущий, настроить его можно в настройках расчета надежности («Настройка расчета надежности»).

6. *Lambda_t_nad*, *Средняя интенсивность отказов, 1/(км*ч)* - указывается средняя интенсивность отказов трубопровода на основе статистических данных. Если пользователь не вносит статистические данные по отказам оборудования тепловых сетей, то среднее значение интенсивности отказов 1 км одного теплопровода участка тепловой сети в течение часа, принимается равным $5.7E-006$, $1/(км \cdot ч)$ или $0,05$ $1/(км \cdot год)$. Если значение поля 0 или Пусто, то данный объект считается полностью надежным и в расчете не участвует.

7. *Lambda_r_nad*, *Расчетная интенсивность отказов, 1/(км*ч)* - задается рассчитанная пользователем величина интенсивности отказов. Указывается для уточнения математической модели в случае, если были проведены самостоятельные расчеты. В случае

использования данного поля, значения *Средней интенсивности отказов* в расчете не участвуют.

8. Tr_nad , Расчетное время восстановления, ч - указывается время восстановления данного участка на основе собственных данных. Используется для уточнения математической модели в случае, если были проведены самостоятельные расчеты.

Обобщенный потребитель

Для выполнения расчета надежности заносится следующая информация по обобщенным потребителям тепловой сети:

1. $Beta_nad$, Коэффициент тепловой аккумуляции, ч – указывается коэффициент тепловой аккумуляции потребителя;

2. $Tmin_nad$, Минимально допустимая температура, °C – указывается минимально допустимая температура внутреннего воздуха у потребителя, на время устранения аварии.

Задвижка

Для выполнения расчета надежности заносится следующая информация по задвижкам:

1. $Texp_nad$, Период эксплуатации, лет - указывается время эксплуатации задвижки. Возможно указать год установки или срок эксплуатации. По умолчанию расчетный год считается текущий, настроить его можно в настройках расчета надежности («Настройка расчета надежности»).

2. $Lambda_t_nad$, Средняя интенсивность отказов, $1/(км*ч)$ - указывается средняя интенсивность отказов запорного устройства на основе статистических данных. Если пользователь не вносит статистические данные по отказам оборудования тепловых сетей, то среднее значение интенсивности отказов одного элемента запорно - регулирующей арматуры (одной задвижки), принимается равным $2,28E-7$, $1/ч$ или $0,002$ 1/год. Если значение поля 0 или Пусто, то данный объект считается полностью надежным и в расчете не участвует.

3. $Lambda_r_nad$, Расчетная интенсивность отказов, $1/(км*ч)$ - задается рассчитанная пользователем величина интенсивности отказов. Указывается для уточнения математической модели в случае, если были проведены самостоятельные расчеты. В случае использования данного поля, значения *Средней интенсивности отказов* в расчете не участвуют.

4. Tr_nad , Расчетное время восстановления, ч – указывается время восстановления данного элемента на основе собственных данных. Используется для уточнения математической модели в случае, если были проведены самостоятельные расчеты.

Потребитель

Для выполнения расчета надежности заносится следующая информация по потребителям тепловой сети:

1. $Beta_nad$, Коэффициент тепловой аккумуляции, ч – указывается коэффициент тепловой аккумуляции потребителя;

2. $Tmin_nad$, Минимально допустимая температура, °C – указывается минимально допустимая температура внутреннего воздуха у потребителя, на время устранения аварии.

Результаты расчета

Результаты расчетов показателей надежности теплоснабжения приведены в приложениях к Главе 11. В электронной модели результаты расчетов представляются в

соответствующих полях баз данных элементов системы теплоснабжения, перечисленных ниже.

По участкам тепловой сети

Trep_nad, Время восстановления, ч;

Mrep_nad, Интенсивность восстановления, 1/ч;

Lambda_nad, Интенсивность отказов, 1/(км*ч);

Omega_nad, Поток отказов, 1/ч;

Qot_nad, Относительное количество отключений нагрузки;

Pbreak_nad, Вероятность отказа.

По задвижкам

Trep_nad, Время восстановления, ч;

Mrep_nad, Интенсивность восстановления, 1/ч;

Lambda_nad, Интенсивность отказов, 1/(км*ч);

Omega_nad, Поток отказов, 1/ч;

Qot_nad, Относительное количество отключений нагрузки;

Pbreak_nad, Вероятность отказа.

По потребителям и обобщенным потребителям

R_nad, Вероятность безотказной работы;

K_nad, Коэффициент готовности;

Qlost_nad, Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от. Период.

3.9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Формирование группы объектов

В электронной модели группа объектов используется в различных режимах и операциях. Группа объектов формируется только в активном слое и отображается заданным цветом. При этом используются различные способы формирования (рисунок 3.9.1):

добавление в группу одиночного объекта;

выделение группы указанием области;

добавление объектов в группу по их ID;

создание группы по результатам запроса к семантической базе данных;

создание группы по графическим атрибутам объектов слоя;

создание группы из всех объектов слоя;

создание группы объектов по пересечению со слоем;

создание группы инвертированием предыдущей группы.

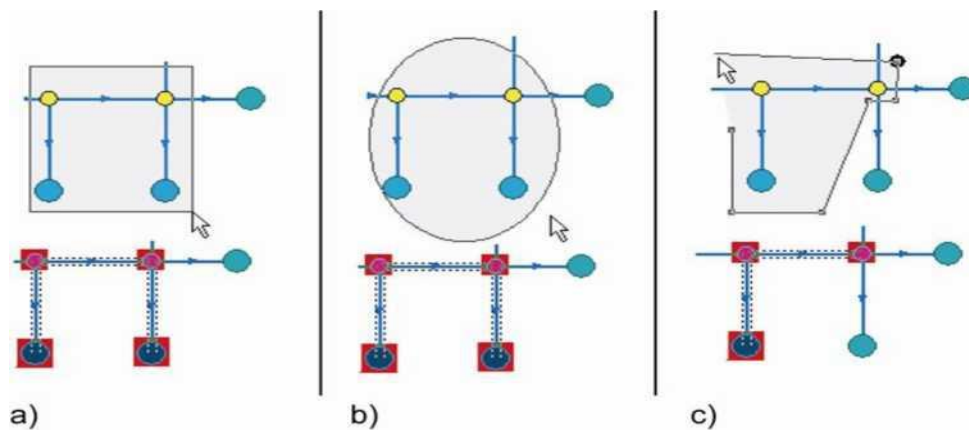


Рисунок 3.9.1 Пример создания группы объектов

Изменение параметров группы объектов

При изменении параметров группы выполняются операции:

- 1) Активируется редактируемый слой;
- 2) Устанавливается режим редактирования объектов;
- 3) Выбрать объект группы.
- 4) Изменить параметры в окне редактирования параметров соответствующего объекта. Внесенные изменения применяются ко всей группе объектов (рисунок 3.9.2).

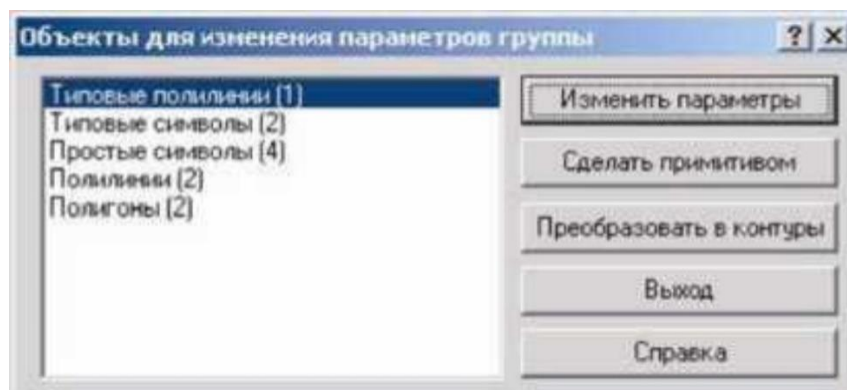


Рисунок 3.9.2 Окно выбора объекта для изменения параметров группы

Команда «Сделать примитивом» преобразует типовые объекты в примитивы (например, участки превращает в ломаную). Для примитивов эта команда изменяет вид на «Сделать типовым» и выполняет операцию по преобразованию примитива в типовой объект в соответствии с заданными параметрами.

Для линейных объектов команда «Преобразовать в контуры» активирует окно задания окрестности для замыкания контура. В нем задается область в которой система замыкает контур (если расстояние между полилиниями больше заданной области, то преобразования в контуры не производится). Для полигонов (площадных объектов) команда имеет название «Преобразовать в линии» и запускает процесс преобразования контурных объектов в линейные (ломаные).

Команда «Преобразовать в сеть» преобразует слой, содержащий примитивы ломаных, в слой с типовыми линейными объектами, для которых определены направления движения. Такое преобразование изменяет ломаные в линейносетевой граф, который используется для решения задач топологического анализа (найти кратчайший путь, изменить направление движения и т.д.).

Для преобразования слоя выполняются следующие операции:

1. Преобразуются примитивы ломаных в типовые объекты. В диалоговом окне выполняется команда «Сделать, типовым» активирующая окно смены режима, в котором производится выбор режим и инициируется преобразование примитивов ломаных в типовые объекты.

2. В меню Слой активируется команда «Операции | Преобразовать в сеть». В списке загруженных в карту слоев указывается слой, который содержит ломаные.

3. В открывшемся списке типов и режимов указывается тот символ, которым должны быть обозначены узлы сети.

Для преобразования полилиний в площадные объекты, выполняются операции:

1. Активируется редактируемый слой.
2. Выделяется группа объектов (полилиний).
3. Устанавливается режим редактирования объектов.
4. Выделяется любой объект, входящий в группу.
5. В окне «Объекты для изменения параметров группы» инициируется команда «Преобразовать в контуры» (рисунок 3.9.3).

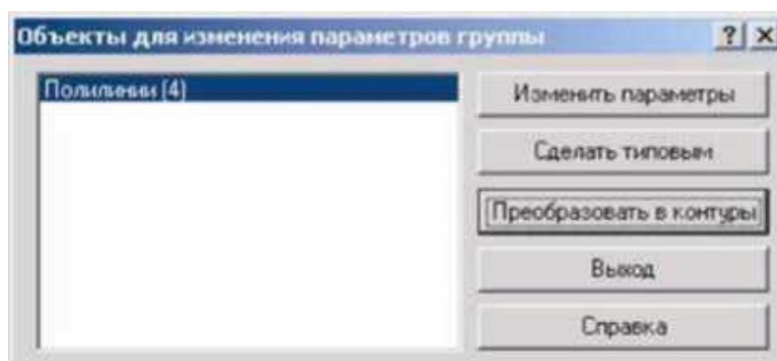


Рисунок 3.9.3 Окно выбора объекта для изменения параметров группы

- 1) Задается окрестность для замыкания контура (рисунок 3.9.4)

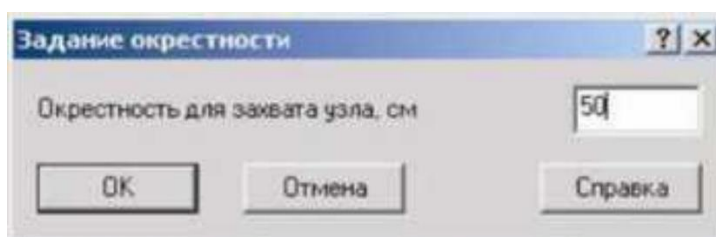


Рисунок 3.9.4 Окно задания окрестности для захвата узла

- 2) Активируется команда преобразования в контуры всех полилиний, конечные узлы которых попадают в заданную окрестность для захвата.

Отмена группы

Отмена всех ранее созданных групп во всех слоях карты, выполняется командой «Карта | Группа | Отменить». При этом активируется список загруженных в окно слоев, из которого выбирается слой, группа которого будет отменена.

Для отмены группы только одного слоя, в списке загруженных слоев, выбирается только тот слой, в котором отменяется группа.

Удаление группы

Удаление выполняется в следующем порядке:

- 1) Активируется редактируемый слой.

- 2) Устанавливается режим редактирования объектов.
- 3) Выделяется удаляемая группа объектов.
- 4) Иницируется удаление выделенной группы объектов.

Топологический анализ

В электронной модели реализована возможность проверить топологическую связанность элементов для указанных узлов. Узлы указываются путем расстановки флагов. Связанность элементов сети проверяется проведением следующих операций:

- 1) Активируется слой, в котором проверяется связанность (не связанность) элементы сети.
- 2) Активируется режим установки флагов.
- 3) Выбирается любой узел проверяемой сети (рисунок [3.9.5](#)).
- 4) В контекстном окне иницируется команда «Найти связанные («Найти не связанные)» (Карта | Топология | Найти связанные | Найти не связанные). При этом возможен выбор направления связанности участков.

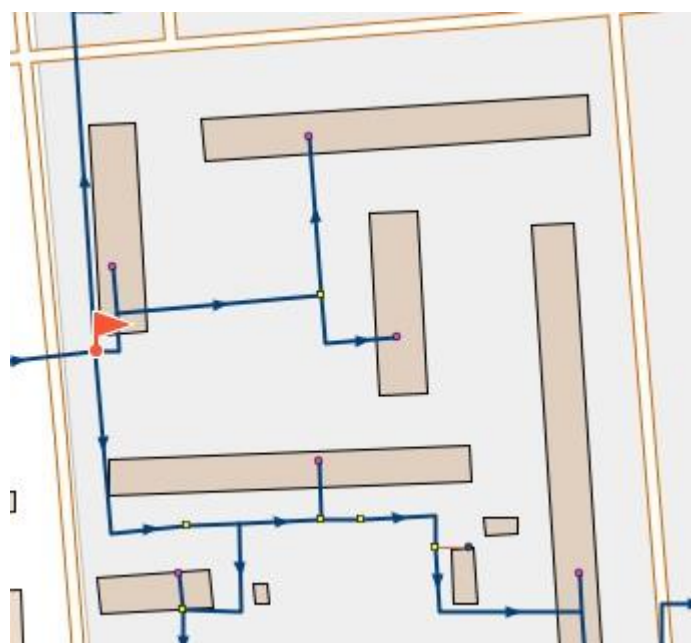


Рисунок 3.9.5 Нахождение связанных элементов сети

В результате все участки сети, связанные или не связанные с узлами, отмеченными флагами, выделяются красным цветом (рисунок 3.9.6).



Рисунок 3.9.6 Нахождение связанных элементов сети

В модели предусмотрены команды: «Отменить последний флаг», «Отменить флаги», «Отменить результат». Цвет и стиль выделения результатов топологического анализа изменяется командой меню «Сервис | Параметры...», раздел Карта, «Топологические запросы».

Поиск пути по графу

Команда «Поиск пути по графу» позволяет найти путь между заданными узлами с учетом режимов элементов сети (включен/отключен). В этом случае порядок проведения операций следующий:

- 1) Активируется слой, для которого строится путь.
- 2) Выбирается режим установки флагов.
- 3) Выбирается узел, с которого начинается.
- 4) Отмечаются объекты, исследуемого пути. Если отмечен только начальный и конечный узел, то выбирается самый короткий путь (рисунок [3.9.7](#)).
- 5) В контекстном меню активируется команда «Найти путь» (или в главном меню Карта | Топология | Найти путь).

В результате найденный путь выделяется красным цветом (рисунок 3.9.8).

В том случае, если между объектами существует разрыв, путь не будет найден, что сопровождается служебным сообщением.

Удаление флагов и результатов поиска осуществляется точно таким же образом, как и при нахождении связанных и несвязанных элементов сети.

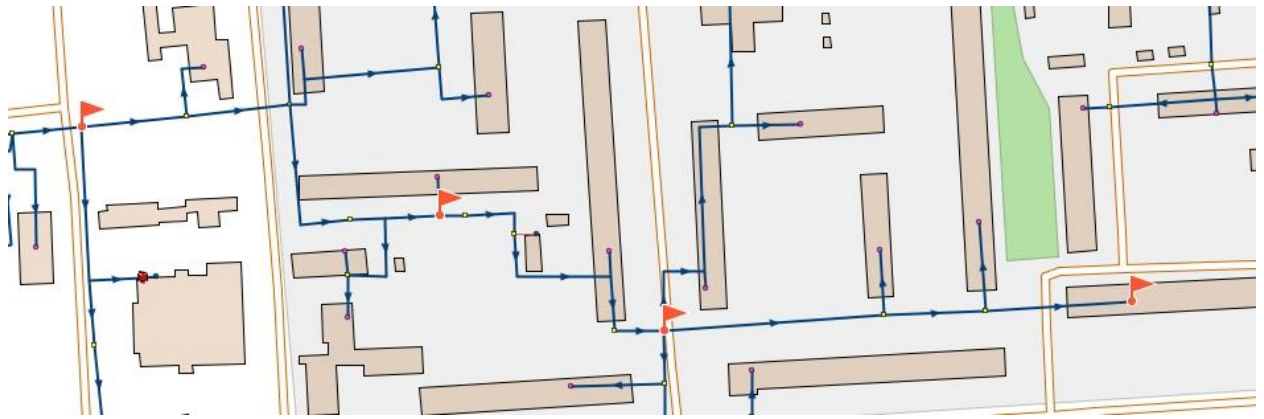


Рисунок 3.9.7 Выбор исследуемого пути



Рисунок 3.9.8 Результат поиска пути

Поиск колец в сети

Команда «Найти кольца» позволяет найти кольца в сети. Поиск колец выполняется для той части сети, узлы которой отмечены флагами. Порядок поиска колец следующий:

- 1) Активируется слой, в котором выполняется поиск колец.
- 2) Выбирается режим установки флагов.
- 3) Выбирается узел сети, в которой выполняется поиск колец (рисунок 3.9.9).
- 4) В контекстном меню активируется команда «Найти кольца» (или в главном меню Карта | Топология| Найти кольца).

В результате все найденные кольца выделяются красным цветом (рисунок 3.9.10)



Рисунок 3.9.9 Выбор исследуемого участка сети



Рисунок 3.9.10 Результат поиска колец в сети

Удаление флагов и результатов поиска осуществляется аналогично тому, как при поиске связанных и несвязанных элементов сети.

Поиск отключающих устройств

Отключающими устройствами считаются те объекты сети, для которых графический тип объекта тепловой сети установлен как «отсекающее устройство». При поиске отключающих устройств выполняются следующие операции:

- 1) Активируется слой, содержащий тепловую сеть
- 2) На карте выделяется объект, который необходимо отключить.
- 3) В меню «Задачи» активируется команда «Найти отключающие устройства».

В результате в окне сообщений на вкладке «Арматура» появляется список всех объектов, которые отключают выбранный объект (Окно | Сообщения, вкладка «Арматура»).

Поиск изолирующих устройств

Команда «Найти отключающие устройства» позволяет найти в тепловой сети устройства, изолирующие объект от источника. Порядок поиска изолирующих устройств следующий:

- 1) Активируется слой, содержащий тепловую сеть.
- 2) На карте выделяется объект, который необходимо изолировать.
- 3) В меню «Задачи» активируется команда «Найти отключающие устройства».

В результате в окне сообщений на вкладке «Арматура» появится список всех объектов, которые изолируют выбранный объект.

3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Одним из основных инструментов анализа результатов расчетов тепловых сетей является пьезометрический график. График изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту, например, от источника до одного из потребителей. Пьезометрический график строится по указанному пути. Путь указывается автоматически, достаточно определить его начальный и конечный узлы. Если путей от одного узла до другого может быть несколько, то по умолчанию путь выбирается самый короткий, в том случае если исследуется другой путь, то указываются промежуточные узлы.

Порядок построения пьезометрического графика

Порядок построения пьезометрического графика следующий:

- 1) Активируется слой, содержащий тепловую сеть.
- 2) Выбирается режим установки флагов.
- 3) Выбирается начальный (например, источник) и конечный объект (например, проблемный потребитель) системы теплоснабжения (рисунок 3.10.1 а, b, с).
- 4) В контекстном меню активируется команда «Найти путь». Выбранный маршрут для построения графика выделяется красным цветом (рисунок 3.10.1 с);

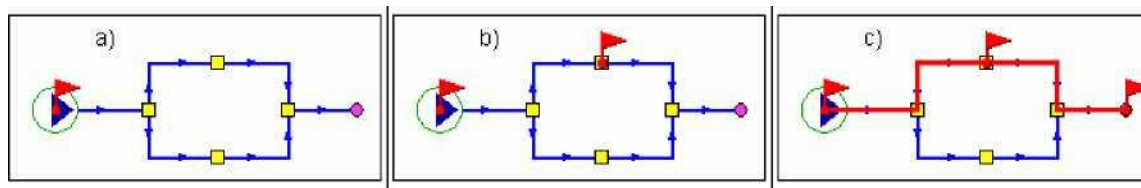


Рисунок 3.10.1. Построение пьезометрического графика

- 5) В меню «Задачи» активируется команда «Пьезометрический график».

В результате выполнения команды в окне «График» выводятся результаты расчета пьезометрического графика для исследуемого участка сети в графическом и табличном виде (рисунок 3.10.2).

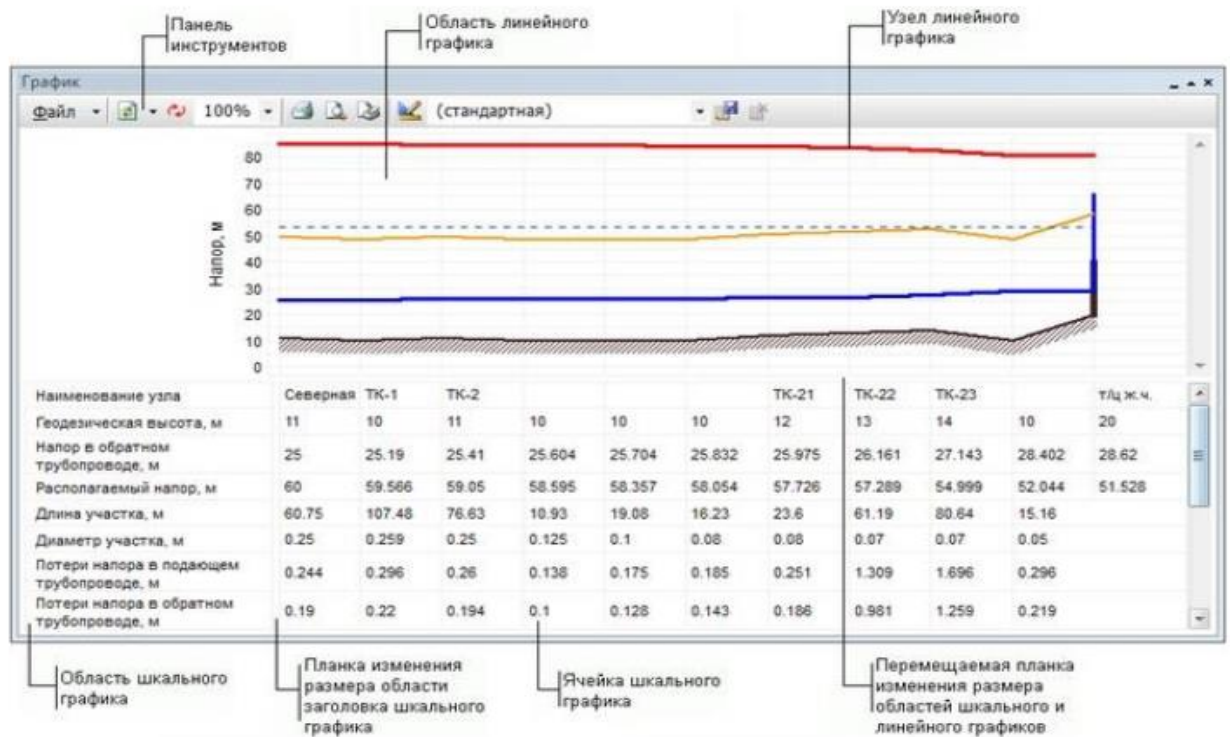


Рисунок 3.10.2 Окно пьезометрического графика

На пьезометрическом графике отображаются (рисунок 3.10.3):

- линия давления в подающем трубопроводе красным цветом;
- линия давления в обратном трубопроводе синим цветом;
- линия поверхности земли пунктиром;
- линия статического напора голубым пунктиром;
- линия давления вскипания оранжевым цветом.

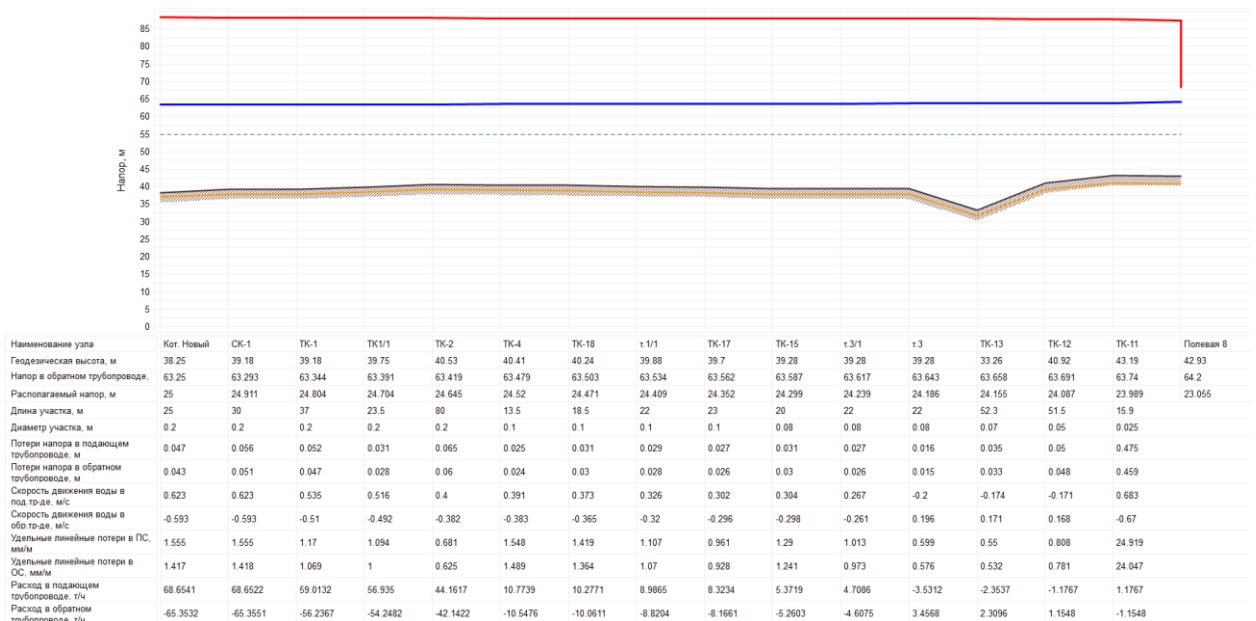


Рисунок 3.10.3 Пример пьезометрического графика

Совмещение пьезометрических графиков выполняется в следующем порядке:

- 1) Выполняется построение первого пьезографика;

- 2) Выбирается новый путь для построения второго графика;
- 3) В окне «График» в основном меню выбирается команда «Добавить», после чего новый график совмещается с предыдущим. При этом первый график прорисовывается более тусклым цветом, а второй график более ярким (рисунок [3.10.4](#)).

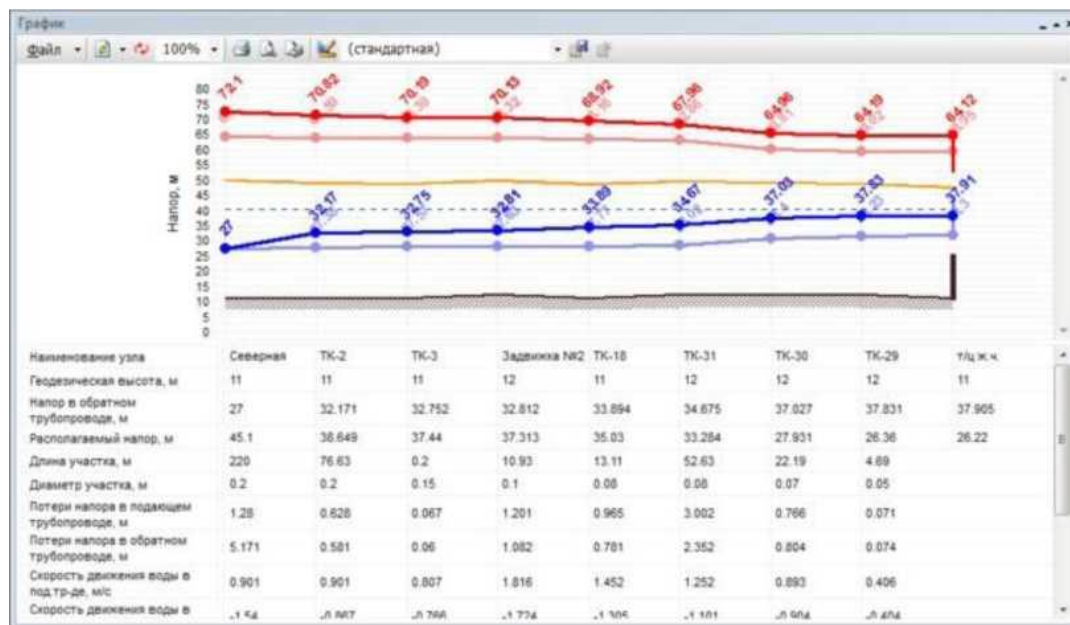


Рисунок 3.10.4. Совмещение пьезометрических графиков

Настройка масштабирования графика выполняется путем установки курсора на заголовке окна «График». При этом масштабирование может выполняться вручную, автоматически по оси X и Y или равномерными отсчетами. При масштабировании графика выбирается способ определения длины участка:

- по масштабу с карты или по значению, записанному в поле базы данных по участкам сети. На рисунке [3.10.5](#) приведен пример автоматически подобранного масштаба графика по оси X и Y.

При ручном масштабировании графика устанавливается маркер на строке «Соблюдать масштаб» и в правом поле вводится требуемый масштаб. Параметры отображения фона и сетки графика задаются установкой курсора в подменю «Фон и сетка» (рисунок [3.10.6](#)).

Параметры отображения осей X и Y такие как: стиль линии, отображающей ось, количество и внешний вид делений оси, внешний вид заголовка шкалы, изменяются в подменю «Ось X» или «Ось Y» (рисунок [3.10.7](#)).

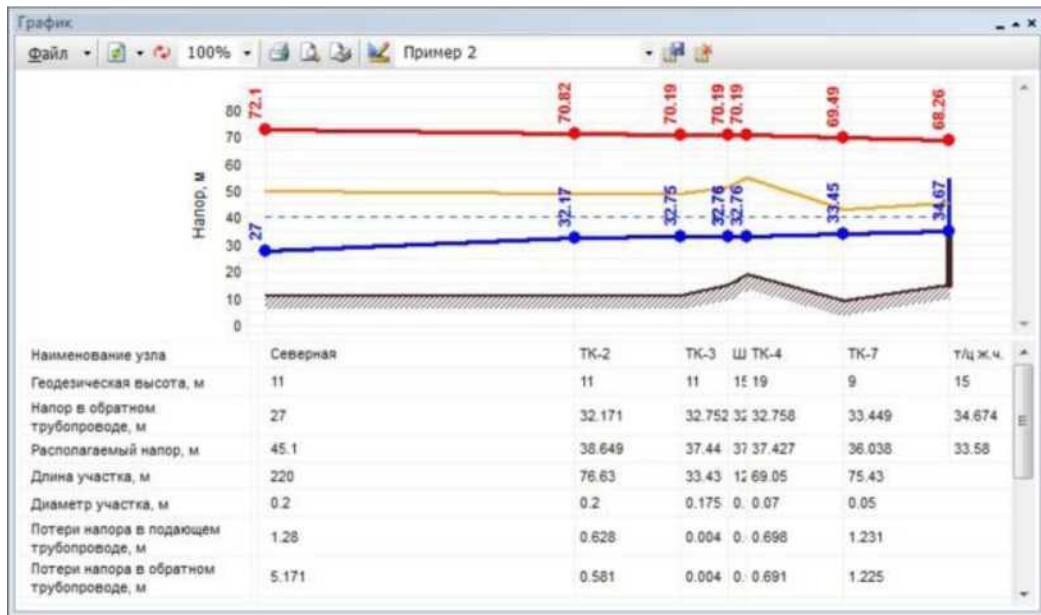


Рисунок 3.10.5. Пример автоматического масштабирования графика

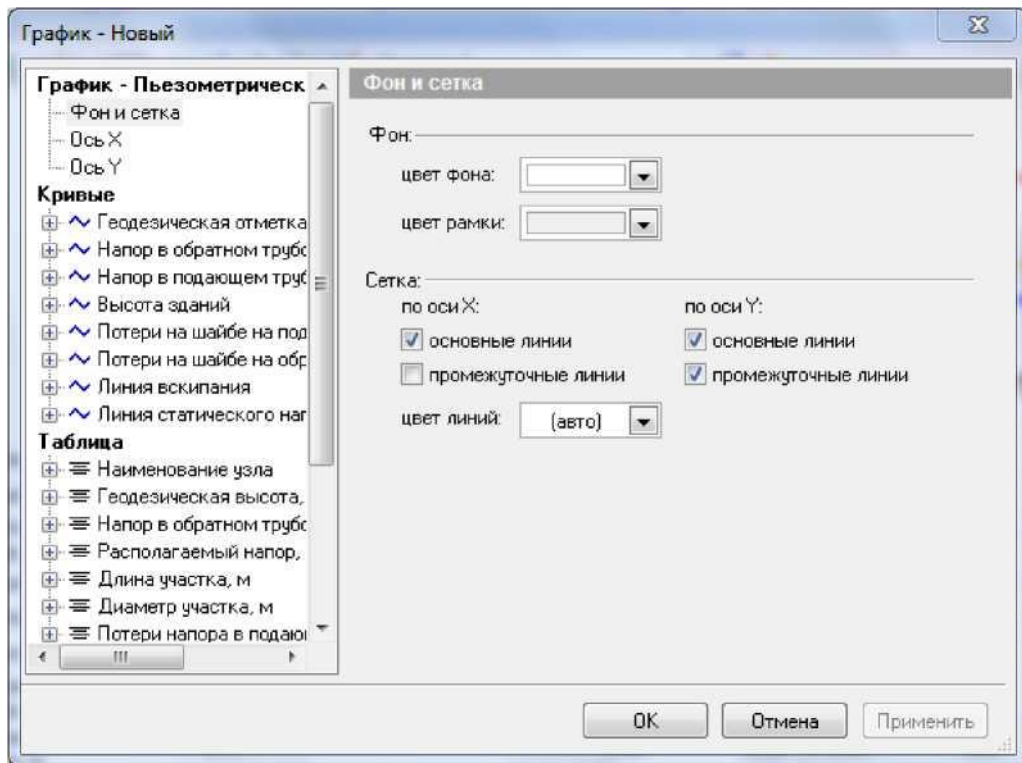


Рисунок 3.10.6 Настройка фона и сетки

Для оси Y возможно проведение дополнительных настроек шкалы. Для этого в окне «Ось Y» выполняется вызов окна «Шкала: Напор, м (основная)» в котором и выполняется настройка шкалы оси Y (рисунок 3.10.7).

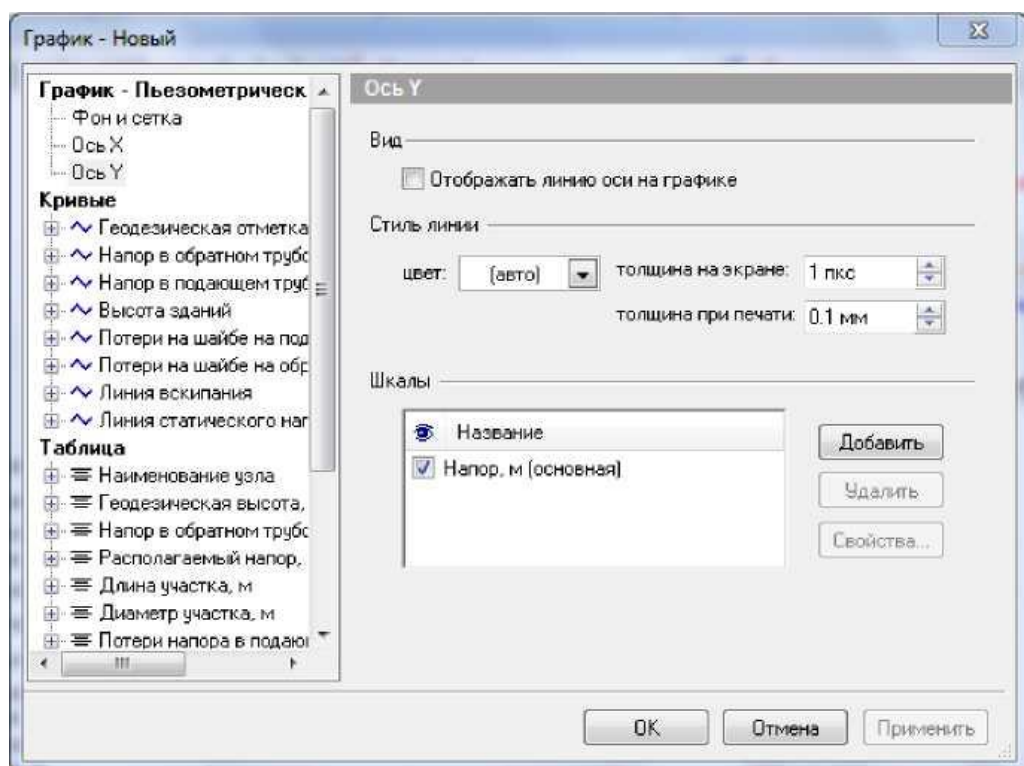


Рисунок 3.10.7 Настройка оси Y

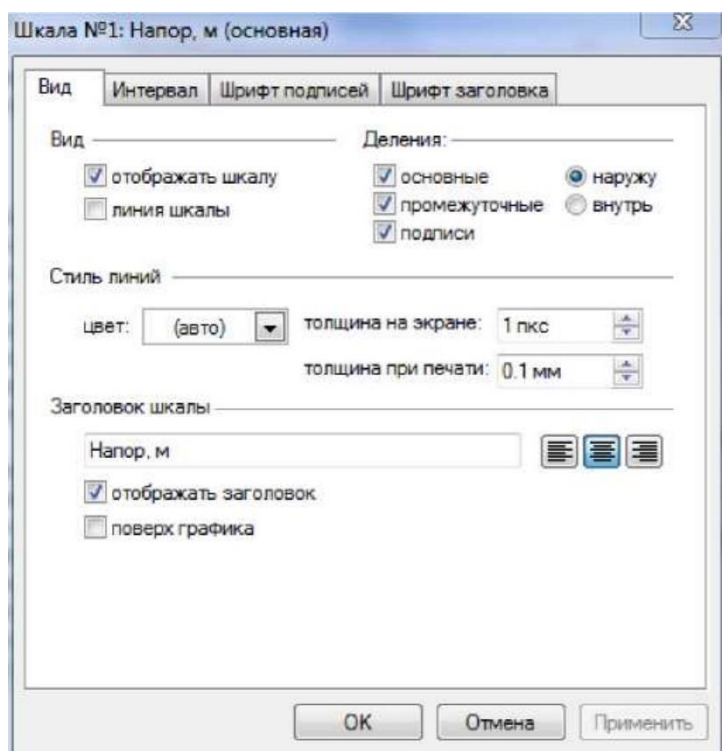


Рисунок 3.10.8 Настройка шкалы пьезографика

Аналогично выполняется настройка изображения «Кривых», а также вывода численных значений в табличную часть пьезометрического графика. Возможен экспорт графических и табличных форм вывода результатов расчета в приложения MSOffice.

Пьезометрические графики тепловых сетей Приозерского городского поселения представлены в разделе 3 Главы 1.

3.11. Изменения гидравлических режимов, определяемые в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, с учетом изменений в составе оборудования источников тепловой энергии, тепловой сети и теплопотребляющих установок за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

При актуализации электронной модели в расчетные слои была внесена актуальная информация о нагрузках и участках тепловых сетей на территории Приозерского городского поселения.

4. ГЛАВА 4 «СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ»

4.1.Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки

Баланс тепловой мощности подразумевает соответствие подключенной тепловой нагрузки тепловой мощности источников. Тепловая нагрузка потребителей рассчитывается как необходимое количество тепловой энергии для создания благоприятного микроклимата в помещениях потребителя при расчетной температуре наружного воздуха. Расчетная температура наружного воздуха устанавливается нормами как температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92. Для данного региона расчетная температура наружного воздуха -26 °С.

При отсутствии баланса тепловой мощности в холодный период года и при достижении температур наружного воздуха значений, близких к расчётным, появляется дефицит тепловой энергии и, как следствие, ухудшение микроклимата в помещениях потребителей.

Для определения баланса тепловой мощности необходимо знать максимальную возможную тепловую производительность источников, суммарную тепловую нагрузку потребителей и тепловые потери в теплотрассах (потери также являются тепловой нагрузкой для источника).

Балансы тепловой мощности для котельных представлены в таблице 4.1.1-4.1.2

Таблица 4.1.1 Балансы тепловой мощности котельных, Гкал/ч (без учета мероприятий)

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Котельная № 1											
	установленная мощность	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370
	располагаемая мощность	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370
	собственные и хозяйственные нужды	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440
	тепловая мощность нетто	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930
	подключенная нагрузка :	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850
	отопительно-вентиляционная	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681
	ГВС	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169
	технология											
	потери	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
резерв/дефицит тепловой мощности	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	
2	Котельная № 2											
	установленная мощность	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480
	располагаемая мощность	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480
	собственные и хозяйственные нужды	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
	тепловая мощность нетто	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330
	подключенная нагрузка:	14,350	14,570	15,120	15,450	15,990	16,520	17,060	24,460	24,460	24,460	24,460
	отопительно-вентиляционная	12,619	12,773	13,158	13,389	13,767	14,138	14,516	19,696	19,696	19,696	19,696
	ГВС	1,731	1,797	1,962	2,061	2,223	2,382	2,544	4,764	4,764	4,764	4,764
	технология											
	потери	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675
резерв/дефицит тепловой мощности	0,305	0,085	-0,465	-0,795	-1,335	-1,865	-2,405	-9,805	-9,805	-9,805	-9,805	
3	Котельная ДРСУ											
	установленная мощность	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560
	располагаемая мощность	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560
	собственные и хозяйственные нужды	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
	тепловая мощность нетто	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536
	подключенная нагрузка :	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	отопительно-вентиляционная	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	ГВС											
	технология											
	потери											
резерв/дефицит тепловой мощности	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	
4	Котельная ул.Заозерная											
	установленная мощность	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610
	располагаемая мощность	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610
	собственные и хозяйственные нужды	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
	тепловая мощность нетто	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598
	подключенная нагрузка :	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	отопительно-вентиляционная	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	ГВС											
	технология											
	потери	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
резерв/дефицит тепловой мощности	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	
5	Котельная ул.Цветкова											
	установленная мощность	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	располагаемая мощность	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570
	собственные и хозяйственные нужды	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
	тепловая мощность нетто	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566
	подключенная нагрузка :	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
	отопительно-вентиляционная	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
	ГВС											
	технология											
	потери	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
	резерв/дефицит тепловой мощности	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496
6	Котельная ДДИ											
	установленная мощность	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540
	располагаемая мощность	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540
	собственные и хозяйственные нужды	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
	тепловая мощность нетто	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530
	подключенная нагрузка :	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
	отопительно-вентиляционная	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190
	ГВС	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170
	Итого по котельным											
	установленная мощность	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130
	располагаемая мощность	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130
	собственные и хозяйственные нужды	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
	тепловая мощность нетто	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490
	подключенная нагрузка :	58,990	59,210	59,760	60,090	60,630	61,160	61,700	69,100	69,100	69,100	69,100
	потери	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775
	резерв/дефицит тепловой мощности	6,725	6,505	5,955	5,625	5,085	4,555	4,015	-3,385	-3,385	-3,385	-3,385

Таблица 4.1.2 Балансы тепловой мощности котельных, Гкал/ч (с учетом мероприятий)

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Котельная № 1											
	установленная мощность	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370
	располагаемая мощность	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370
	собственные и хозяйственные нужды	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440
	тепловая мощность нетто	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930
	подключенная нагрузка :	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850
	отопительно-вентиляционная	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681
	ГВС	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169
	технология											
	потери	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
	резерв/дефицит тепловой мощности	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2	Котельная № 2											
	установленная мощность	15,480	15,480	15,480	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
	располагаемая мощность	15,480	15,480	15,480	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
	собственные и хозяйственные нужды	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
	тепловая мощность нетто	15,330	15,330	15,330	29,850	29,850	29,850	29,850	29,850	29,850	29,850	29,850
	подключенная нагрузка:	14,350	14,570	15,120	15,450	15,990	16,520	17,060	24,460	24,460	24,460	24,460
	отопительно-вентиляционная	12,619	12,773	13,158	13,389	13,767	14,138	14,516	19,696	19,696	19,696	19,696
	ГВС	1,731	1,797	1,962	2,061	2,223	2,382	2,544	4,764	4,764	4,764	4,764
	технология											
	потери	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675
	резерв/дефицит тепловой мощности	0,305	0,085	-0,465	13,725	13,185	12,655	12,115	4,715	4,715	4,715	4,715
3	Котельная ДРСУ											
	установленная мощность	1,560	1,560	1,560								
	располагаемая мощность	1,560	1,560	1,560								
	собственные и хозяйственные нужды	0,024	0,024	0,024								
	тепловая мощность нетто	1,536	1,536	1,536								
	подключенная нагрузка:	0,180	0,180	0,180								
	отопительно-вентиляционная	0,180	0,180	0,180								
	ГВС											
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности	1,356	1,356	1,356								
4	Котельная ул.Заозерная											
	установленная мощность	1,610	1,610									
	располагаемая мощность	1,610	1,610									
	собственные и хозяйственные нужды	0,012	0,012									
	тепловая мощность нетто	1,598	1,598									
	подключенная нагрузка:	0,180	0,180									
	отопительно-вентиляционная	0,180	0,180									
	ГВС											
	технология											
	потери	0,0002	0,0002									
	резерв/дефицит тепловой мощности	1,418	1,418									
5	Котельная ул.Цветкова											
	установленная мощность	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570
	располагаемая мощность	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570
	собственные и хозяйственные нужды	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
	тепловая мощность нетто	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566
	подключенная нагрузка:	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	отопительно-вентиляционная	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
	ГВС											
	технология											
	потери	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
	резерв/дефицит тепловой мощности	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496
6	Котельная ДДИ											
	установленная мощность	3,540	3,540	3,540	3,540							
	располагаемая мощность	3,540	3,540	3,540	3,540							
	собственные и хозяйственные нужды	0,010	0,010	0,010	0,010							
	тепловая мощность нетто	3,530	3,530	3,530	3,530							
	подключенная нагрузка:	1,360	1,360	1,360	1,360							
	отопительно-вентиляционная	1,190	1,190	1,190	1,190							
	ГВС	0,170	0,170	0,170	0,170							
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности	2,170	2,170	2,170	2,170							
7	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)											
	установленная мощность				0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
	располагаемая мощность				0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
	собственные и хозяйственные нужды				0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
	тепловая мощность нетто				0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
	подключенная нагрузка:				0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	отопительно-вентиляционная				0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	ГВС											
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности				0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
8	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)											
	установленная мощность			0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
	располагаемая мощность			0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
	собственные и хозяйственные нужды			0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
	тепловая мощность нетто			0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
	подключенная нагрузка:			0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	отопительно-вентиляционная			0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	ГВС											
	технология											
	потери			0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
	резерв/дефицит тепловой мощности			0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
9	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)											

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	установленная мощность					1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
	располагаемая мощность					1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
	собственные и хозяйственные нужды					0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
	тепловая мощность нетто					1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710
	подключенная нагрузка:					1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
	отопительно-вентиляционная					1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190
	ГВС					0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности					0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350
	Итого по котельным											
	установленная мощность	68,130	68,130	66,735	79,910	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090
	располагаемая мощность	68,130	68,130	66,735	79,910	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090
	собственные и хозяйственные нужды	0,640	0,640	0,638	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624
	тепловая мощность нетто	67,490	67,490	66,097	79,286	77,466	77,466	77,466	77,466	77,466	77,466	77,466
	подключенная нагрузка:	58,990	59,210	59,760	60,090	60,630	61,160	61,700	69,100	69,100	69,100	69,100
	потери	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775
	резерв/дефицит тепловой мощности	6,725	6,505	4,562	17,421	15,061	14,531	13,991	6,591	6,591	6,591	6,591

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 источника тепловой энергии

При проектировании и реконструкции действующих систем централизованного теплоснабжения необходимо выполнение гидравлического расчёта передачи теплоносителя, с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих потребителей, присоединенных к тепловой сети.

Для водяных тепловых сетей гидравлический расчет следует проводить следующих режимах:

- расчётном - по расчётным расходам сетевой воды;
- зимнем - при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из обратного трубопровода;
- переходном - при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода;
- летнем - при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотапительный период;
- статическом - при отсутствии циркуляции теплоносителя в тепловой сети;
- аварийном.

Несмотря на то, что нормативными документами не регламентируется предельно допустимый уровень удельных гидравлических потерь, существуют рекомендации в различных справочниках. Ими устанавливаются следующие величины удельных потерь:

8 мм/м для магистральных тепловых сетей;

15 мм/м для распределительных тепловых сетей;

30 мм/м для квартальных тепловых сетей.

Превышение рекомендованных значений допускается, однако, это влечет за собой увеличение расхода электроэнергии на привод насосного оборудования.

Как и в случае с удельными потерями давления, допустимые значения скоростей не регламентируются. Существующие рекомендации устанавливают диапазон оптимальных скоростей от 0,3 м/с до 1,5 м/с. При уменьшении скорости будут расти тепловые потери, при увеличении — гидравлические.

Анализ гидравлических расчетов для систем тепло и водоснабжения производится на максимально возможную (на расчетную температуру наружной среды) нагрузку потребителей.

На основании предоставленных теплоснабжающими организациями схем прокладки тепловых сетей, данных о характеристиках участков тепловых сетей и величине расчётных тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии была построена электронная модель системы теплоснабжения Приозерского городского поселения. Электронная модель разработана с применением комплекта - ГИС «Zulu 8.0» и программно-расчетного комплекса «Zulu Thermo 8.0» (производитель ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург).

Гидравлический расчет системы теплоснабжения проводится для определения условий, при которых существует возможность по осуществлению качественного теплоснабжения потребителей. Одной из главных целей расчета является определение существующей и требуемой пропускной способности магистральных тепловых линий на

заданном температурном графике и безопасном (безаварийном) располагаемом напоре источника теплоснабжения.

Гидравлические расчеты выполнены в разработанной электронной модели схемы теплоснабжения. Результаты расчетов представлены в интерактивных таблицах электронной модели.

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

В настоящее время на котельных Приозерского городского поселения дефицита мощности не наблюдается, при подключении перспективной нагрузки к 2031 году дефицит будет наблюдаться на Котельной №2. Без реализации мероприятий по реконструкции Котельной №2 большая часть перспективной застройки не может быть подключена ни к одному из существующих источников в связи с дальностью их расположения от объектов перспективной застройки, а также недостаточной установленной мощности.

4.4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения при актуализации схемы теплоснабжения на 2022 год.

Актуализирован расчет тепловых балансов источников централизованного теплоснабжения на период до 2031 г.

Балансы по источникам тепловой энергии скорректированы с учетом факторов:

- 1) рост расчетной тепловой нагрузки, подключенной к источникам;
- 2) коррекция перспективных объемов прироста тепловой нагрузки;

Перспективный баланс рассмотрен по уточненной величине прироста тепловой нагрузки за счет ввода новых перспективных потребителей.

5. ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

5.1. Базовые принципы разработки Мастер-плана

5.1.1. Общие сведения

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполнен в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания и обоснования отбора нескольких вариантов ее развития, из которых будет выбран рекомендуемый вариант.

В основу подготовки и дальнейшей работы с Мастер-планом была заложена следующая методология, определяющая подход и последовательность работ:

На первом этапе актуализирована электронная модель системы теплоснабжения, были внесены и подключены перспективные тепловые нагрузки, смоделированы варианты развития систем теплоснабжения, осуществлены поверочный и конструкторский расчеты, позволяющие оценить концепции развития систем теплоснабжения поселения, в том числе потребность финансовых затрат на строительство и реконструкцию объектов теплоснабжения.

Согласно генеральному плану Приозерского городского поселения выбран единственный вариант развития системы теплоснабжения, в соответствии с которым формировались балансы тепловой мощности, балансы водоподготовительных установок, а также топливные балансы источников тепловой энергии. Разработана программа мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению системы теплоснабжения, учитывающая источники их финансирования. Второй вариант – вариант, при котором не предполагается реконструкция, а также строительство объектов систем теплоснабжения т.е. без учета каких-либо мероприятий.

5.1.2. Критерии выбора решений и варианты Мастер-плана при актуализации Схемы теплоснабжения на 2023 г.

Вариант обеспечивает бездефицитность балансов тепловой мощности источников тепловой энергии к спросу на тепловую мощность, определяемому оценками тепловых нагрузок систем теплоснабжения и нормативами проектирования систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения новых потребителей и тепловых сетей.

Выбор варианта развития систем теплоснабжения Приозерского городского поселения осуществляется на основании анализа комплекса показателей, в целом характеризующих качество, надежность и экономичность теплоснабжения:

1. Надежность систем теплоснабжения;
2. Ценовые (тарифные) последствия для потребителей;
3. Величина капитальных затрат на реализацию мероприятий;
4. Использование бюджетных средств.

Ниже представлены краткие пояснения по представленным критериям.

1. Надежность источника тепловой энергии

В соответствии с Приказом Минрегиона от 26.07.2013 г. №310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности

систем теплоснабжения». Надежность системы теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Также, в соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

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

Показатель надежности электроснабжения источников тепла характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания. Показатель надежности водоснабжения источников тепла характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения. Показатель уровня резервирования источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке системы теплоснабжения, подлежащей резервированию.

2. Ценовые (тарифные) последствия

Ценовые последствия рассматриваются в обязательном порядке, в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов в сфере разработки схем теплоснабжения.

При решении задач моделирования распределения нагрузки, оценка эффективности принимаемых решений производится на основании анализа НВВ по совокупной системе теплоснабжения.

Ценовые (тарифные) последствия по системе теплоснабжения – прогноз изменения величины суммарных совокупных затрат в границах одной системы теплоснабжения, начиная с производства тепловой энергии котельной до её сбыта конечным потребителям.

Таким образом, в данную величину уже заложена оценка энергоэффективности систем теплоснабжения, посредством учета удельных расходов условного топлива в составе цены производства и передачи тепловой энергии.

Необходимо отметить, что расчет ценовых (тарифных) последствий имеет прогнозную направленность и подлежит уточнению при последующих актуализациях Схемы теплоснабжения.

3. Величина капитальных затрат

Является оценочным критерием, показывающим необходимость поиска первоначальных инвестиций и источника их возврата. Оказывает влияние на тарифно-балансовую модель.

4. Использование бюджетных средств

Принцип эффективности использования бюджетных средств означает, что при составлении и исполнении бюджетов участники бюджетного процесса в рамках установленных им бюджетных полномочий должны исходить из необходимости достижения заданных результатов с использованием наименьшего объема средств (экономности) и (или) достижения наилучшего результата с использованием определенного бюджетом объема средств (результативности).

5.2. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)

Первый вариант предполагает проведение мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению системы теплоснабжения, учитывающая источники их финансирования. Второй вариант – вариант, при котором не предполагается реконструкция, а также строительство объектов систем теплоснабжения т.е. без учета каких-либо мероприятий. Т.к. второй вариант заведомо является неприоритетным (тормозит развитие системы теплоснабжения, а также не обеспечивает надежность системы теплоснабжения) далее данный вариант рассматриваться не будет.

На территории г. Приозерска планируется провести следующие мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии:

1. Установка блочно-модульной котельной суммарной установленной мощностью 0,25 МВт в районе котельной ДРСУ;
2. Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДРСУ;
3. Установка блочно-модульной котельной суммарной установленной мощностью 2,0 МВт в районе котельной ДДИ;
4. Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДДИ;
5. Установка блочно-модульной котельной суммарной установленной мощностью 0,25 МВт в районе котельной на ул. Заозерная;
6. Вывод из эксплуатации щеповой котельной (блока № 2);

Мероприятия по переводу на природный газ котельных №1 и №2 выполнены в ноябре 2020 г.

Также планируется провести ряд мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и тепловых камер, строительство ЦТП, а также установку узлов ввода тепловой энергии с автоматическим погодным регулированием блочного исполнения в МКД

Выбранным вариантом предлагается проведение мероприятий, представленных в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 Перечень мероприятий

№ п/п	Наименование мероприятия	Объем капитальных вложений (с НДС), тыс.руб*	Год начала реализации мероприятий	Год окончания реализации мероприятий
1	Строительство блочно-модульной котельной БМК ДРСУ мощностью 0,25 МВт	3366,603	2023	2023
2	Строительство блочно-модульной котельной БМК ДДИ мощностью 2,0 МВт	28064,003	2024	2024
3	Строительство блочно-модульной котельной на ул. Заозерная мощностью 0,25 МВт	3230,905	2022	2022
4	Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДРСУ	195,438	2023	2023

№ п/п	Наименование мероприятия	Объем капитальных вложений (с НДС), тыс.руб*	Год начала реализации мероприятий	Год окончания реализации мероприятий
5	Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДДИ	203,646	2024	2024
6	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии)	54879,201	2022	2028
7	Реконструкция и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	479490,318	2023	2031
8	Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов	32844,980	2022	2023
9	Техническое обследование и паспортизация тепловых сетей, и кадастровые работы	38052,278	2022	2031
10	Ремонт тепловых камер в.ч. оборудование тепловых камер системой непрерывного мониторинга температуры и давления	182650,935	2022	2031
11	Строительство тепловых сетей необходимых для организации закрытой системы теплоснабжения через ЦТП	83176,697	2022	2024
12	Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе перекрестка ул. Гагарина и ул. Ленина	41663,328	2022	2022
13	Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Привокзальная	16221,314	2023	2023
14	Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Литейной – Героя Богданова	12856,844	2024	2024
15	Проектные работы по строительству 3-х ЦТП и тепловых сетей для организации закрытой схемы теплоснабжения	28354,432	2022	2024
16	Установка узлов ввода тепловой энергии с	13443,040	2022	2022

№ п/п	Наименование мероприятия	Объем капитальных вложений (с НДС), тыс.руб*	Год начала реализации мероприятий	Год окончания реализации мероприятий
	автоматическим погодным регулируемым блочного исполнения в МКД			
	ИТОГО:	1018693,961		

5.3. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения

В данном разделе по выбранному варианту рассмотрены: перспективные балансы тепловой мощности и теплоносителя, перспективные топливные балансы, материалы экспертных заключений по установлению тарифов на тепловую энергию, объемы инвестиций в мероприятия (с учетом источников финансирования и статей возврата инвестиций).

5.3.1. Перспективные балансы тепловой мощности

Таблица 5.3.1 Балансы тепловой мощности котельных, Гкал/ч (без учета мероприятий)

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Котельная № 1											
	установленная мощность	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370
	располагаемая мощность	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370
	собственные и хозяйственные нужды	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440
	тепловая мощность нетто	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930
	подключенная нагрузка :	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850
	отопительно-вентиляционная	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681
	ГВС	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169
	технология											
	потери	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
резерв/дефицит тепловой мощности	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	
2	Котельная № 2											
	установленная мощность	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480
	располагаемая мощность	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480	15,480
	собственные и хозяйственные нужды	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
	тепловая мощность нетто	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330	15,330
	подключенная нагрузка:	14,350	14,570	15,120	15,450	15,990	16,520	17,060	24,460	24,460	24,460	24,460
	отопительно-вентиляционная	12,619	12,773	13,158	13,389	13,767	14,138	14,516	19,696	19,696	19,696	19,696
	ГВС	1,731	1,797	1,962	2,061	2,223	2,382	2,544	4,764	4,764	4,764	4,764
	технология											
	потери	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675
резерв/дефицит тепловой мощности	0,305	0,085	-0,465	-0,795	-1,335	-1,865	-2,405	-9,805	-9,805	-9,805	-9,805	
3	Котельная ДРСУ											
	установленная мощность	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560
	располагаемая мощность	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560
	собственные и хозяйственные нужды	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
	тепловая мощность нетто	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536	1,536
	подключенная нагрузка :	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	отопительно-вентиляционная	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	ГВС											
	технология											
	потери											
резерв/дефицит тепловой мощности	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	
4	Котельная ул.Заозерная											
	установленная мощность	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610
	располагаемая мощность	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610	1,610
	собственные и хозяйственные нужды	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
	тепловая мощность нетто	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598	1,598
	подключенная нагрузка :	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	отопительно-вентиляционная	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	ГВС											
	технология											
	потери	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	резерв/дефицит тепловой мощности	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418	1,418
5	Котельная ул.Цветкова											
	установленная мощность	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570
	располагаемая мощность	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570
	собственные и хозяйственные нужды	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
	тепловая мощность нетто	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566
	подключенная нагрузка :	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
	отопительно-вентиляционная	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
	ГВС											
	технология											
	потери	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
	резерв/дефицит тепловой мощности	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496
6	Котельная ДДИ											
	установленная мощность	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540
	располагаемая мощность	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540
	собственные и хозяйственные нужды	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
	тепловая мощность нетто	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530	3,530
	подключенная нагрузка :	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
	отопительно-вентиляционная	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190
	ГВС	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170
	Итого по котельным											
	установленная мощность	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130
	располагаемая мощность	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130	68,130
	собственные и хозяйственные нужды	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
	тепловая мощность нетто	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490	67,490
	подключенная нагрузка :	58,990	59,210	59,760	60,090	60,630	61,160	61,700	62,230	62,760	63,290	63,820
	потери	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775
	резерв/дефицит тепловой мощности	6,725	6,505	5,955	5,625	5,085	4,555	4,015	-3,385	-3,385	-3,385	-3,385

Таблица 5.3.2 Балансы тепловой мощности котельных, Гкал/ч (с учетом мероприятий)

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Котельная № 1											
	установленная мощность	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370
	располагаемая мощность	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370	45,370
	собственные и хозяйственные нужды	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440
	тепловая мощность нетто	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930	44,930
	подключенная нагрузка :	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850	42,850
	отопительно-вентиляционная	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681	37,681
	ГВС	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169	5,169
	технология											

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	потери	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
	резерв/дефицит тепловой мощности	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980
2	Котельная № 2											
	установленная мощность	15,480	15,480	15,480	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
	располагаемая мощность	15,480	15,480	15,480	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
	собственные и хозяйственные нужды	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
	тепловая мощность нетто	15,330	15,330	15,330	29,850	29,850	29,850	29,850	29,850	29,850	29,850	29,850
	подключенная нагрузка:	14,350	14,570	15,120	15,450	15,990	16,520	17,060	24,460	24,460	24,460	24,460
	отопительно-вентиляционная	12,619	12,773	13,158	13,389	13,767	14,138	14,516	19,696	19,696	19,696	19,696
	ГВС	1,731	1,797	1,962	2,061	2,223	2,382	2,544	4,764	4,764	4,764	4,764
	технология											
	потери	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675
	резерв/дефицит тепловой мощности	0,305	0,085	-0,465	13,725	13,185	12,655	12,115	4,715	4,715	4,715	4,715
3	Котельная ДРСУ											
	установленная мощность	1,560	1,560	1,560								
	располагаемая мощность	1,560	1,560	1,560								
	собственные и хозяйственные нужды	0,024	0,024	0,024								
	тепловая мощность нетто	1,536	1,536	1,536								
	подключенная нагрузка:	0,180	0,180	0,180								
	отопительно-вентиляционная	0,180	0,180	0,180								
	ГВС											
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности	1,356	1,356	1,356								
4	Котельная ул.Заозерная											
	установленная мощность	1,610	1,610									
	располагаемая мощность	1,610	1,610									
	собственные и хозяйственные нужды	0,012	0,012									
	тепловая мощность нетто	1,598	1,598									
	подключенная нагрузка:	0,180	0,180									
	отопительно-вентиляционная	0,180	0,180									
	ГВС											
	технология											
	потери	0,0002	0,0002									
	резерв/дефицит тепловой мощности	1,418	1,418									
5	Котельная ул.Цветкова											
	установленная мощность	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570
	располагаемая мощность	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570	0,570
	собственные и хозяйственные нужды	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	тепловая мощность нетто	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566
	подключенная нагрузка:	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
	отопительно-вентиляционная	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
	ГВС											
	технология											
	потери	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
	резерв/дефицит тепловой мощности	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496
6	Котельная ДЦИ											
	установленная мощность	3,540	3,540	3,540	3,540							
	располагаемая мощность	3,540	3,540	3,540	3,540							
	собственные и хозяйственные нужды	0,010	0,010	0,010	0,010							
	тепловая мощность нетто	3,530	3,530	3,530	3,530							
	подключенная нагрузка:	1,360	1,360	1,360	1,360							
	отопительно-вентиляционная	1,190	1,190	1,190	1,190							
	ГВС	0,170	0,170	0,170	0,170							
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности	2,170	2,170	2,170	2,170							
7	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)											
	установленная мощность				0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
	располагаемая мощность				0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
	собственные и хозяйственные нужды				0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
	тепловая мощность нетто				0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
	подключенная нагрузка:				0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	отопительно-вентиляционная				0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	ГВС											
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности				0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
8	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)											
	установленная мощность			0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
	располагаемая мощность			0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
	собственные и хозяйственные нужды			0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
	тепловая мощность нетто			0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
	подключенная нагрузка:			0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	отопительно-вентиляционная			0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
	ГВС											
	технология											
	потери			0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002

№ п/п	Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	резерв/дефицит тепловой мощности			0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
9	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)											
	установленная мощность					1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
	располагаемая мощность					1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
	собственные и хозяйственные нужды					0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
	тепловая мощность нетто					1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710
	подключенная нагрузка:					1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
	отопительно-вентиляционная					1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190
	ГВС					0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170
	технология											
	потери											
	резерв/дефицит тепловой мощности					0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350
	Итого по котельным											
	установленная мощность	68,130	68,130	66,735	79,910	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090
	располагаемая мощность	68,130	68,130	66,735	79,910	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090	78,090
	собственные и хозяйственные нужды	0,640	0,640	0,638	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624
	тепловая мощность нетто	67,490	67,490	66,097	79,286	77,466	77,466	77,466	77,466	77,466	77,466	77,466
	подключенная нагрузка:	58,990	59,210	59,760	60,090	60,630	61,160	61,700	69,100	69,100	69,100	69,100
	потери	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775
	резерв/дефицит тепловой мощности	6,725	6,505	4,562	17,421	15,061	14,531	13,991	6,591	6,591	6,591	6,591

5.3.2. Перспективные балансы теплоносителя

Таблица 5.3.3 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок

Источник теплоснабжения	Располагаемая Мощность ВПУ, т/ч.	Фактическая производительность, т/ч						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025	2026-2031
Котельная № 1	15	70,61	70,61	70,61	70,61	70,61	70,61	70,61
Котельная № 2	Имеется ВПУ	14,66	14,66	22,95	22,95	22,95	22,95	22,95
Котельная ДРСУ	-	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Котельная ДДИ	-	1	1	1	1	1	1	1
Котельная на ул. Цветкова	-	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Котельная на ул. Заозерная	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

5.3.3. Перспективные топливные балансы

Таблица 5.3.4 Прогнозные значения выработки тепловой энергии котельных

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии, Гкал										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ/мазут	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499
1.2	Котельная № 2	газ	30740,861	31295,603	32682,458	33514,571	34876,211	36212,635	37574,275	56233,782	56233,782	56233,782	56233,782
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	457,074	457,074	457,074								
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	557,075	557,075									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257
1.6	Котельная ДДИ	уголь	2567,433	2567,433	2567,433	2567,433							
Всего газ/мазут			149541,360	150096,102	151482,957	152315,070	153676,710	155013,134	156374,774	175034,281	175034,281	175034,281	175034,281
Всего уголь			3581,582	3581,582	3024,507	2567,433							
Всего эл. Энергия			186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257
Итого			153309,199	153863,941	154693,721	155068,760	153862,967	155199,391	156561,031	175220,538	175220,538	175220,538	175220,538
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				457,03	457,034	457,034	457,034	457,034	457,034	457,034	457,034
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			557,075	557,075	557,075	557,075	557,075	557,075	557,075	557,075	557,075
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ				2567,433	2567,433	2567,433	2567,433	2567,433	2567,433	2567,433	2567,433
Всего природный газ					557,075	1014,109	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542
Итого					557,075	1014,109	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542
3	Итого по котельным												
Всего газ/мазут			149541,360	150096,102	152040,032	153329,180	157258,252	158594,676	159956,316	178615,823	178615,823	178615,823	178615,823
Всего уголь			3581,582	3581,582	3024,507	2567,433							
Всего эл. Энергия			186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257
Итого			153122,942	153677,684	155064,539	155896,613	157258,252	158594,676	159956,316	178615,823	178615,823	178615,823	178615,823

Таблица 5.3.5 Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии котельных

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ/мазут	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91
1.2	Котельная № 2	газ	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	484,56	484,56	484,56								
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	250,03	250,03									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86
1.6	Котельная ДДИ	уголь	320,50	320,50	320,50	320,50							
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0

Таблица 5.3.6 Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии котельных

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Расход условного топлива, т у.т.										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ/мазут	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38
1.2	Котельная № 2	газ	4696,17	4780,91	4992,78	5119,90	5327,91	5532,07	5740,08	8590,62	8590,62	8590,62	8590,62
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	221,48	221,48	221,48								
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	139,28	139,28									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36
1.6	Котельная ДДИ	уголь	822,86	822,86	822,86	822,86							
Всего газ/мазут			22624,55	22709,29	22921,16	23048,28	23256,29	23460,45	23668,46	26519,00	26519,00	26519,00	26519,00
Всего уголь			1183,62	1183,62	1044,34	822,86							
Всего эл. Энергия			35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36
Итого			23843,53	23928,28	24000,86	23906,49	23291,65	23495,81	23703,82	26554,37	26554,37	26554,37	26554,37
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				70,38	70,38	70,38	70,38	70,38	70,38	70,38	70,38
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			85,79	85,79	85,79	85,79	85,79	85,79	85,79	85,79	85,79
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					395,38	395,38	395,38	395,38	395,38	395,38	395,38
Всего природный газ					85,79	156,17	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56
Итого					85,79	156,17	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56
3	Итого по котельным												
Всего газ/мазут			22624,55	22709,29	23006,95	23204,45	23807,85	24012,01	24220,02	27070,56	27070,56	27070,56	27070,56
Всего уголь			1183,62	1183,62	1044,34	822,86							
Всего эл. Энергия			35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36
Итого			23843,53	23928,28	24086,65	24062,67	23843,21	24047,37	24255,38	27105,92	27105,92	27105,92	27105,92

Таблица 5.3.7 Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии котельных

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м3/тн/кВт*час										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ	15570,75	15570,75	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65
		мазут	129,73	129,73									
1.2	Котельная № 2	газ	4119,44	4193,78	4379,63	4491,14	4673,60	4852,69	5035,16	7535,63	7535,63	7535,63	7535,63
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	303,40	303,40	303,40								
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	190,80	190,80									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00
1.6	Котельная ДДИ	уголь	1127,20	1127,20	1127,20	1127,20							
Всего газ			19690,19	19764,53	20106,28	20217,79	20400,25	20579,34	20761,81	23262,28	23262,28	23262,28	23262,28
Всего мазут			129,73	129,73									
Всего уголь			1621,40	1621,40	1430,60	1127,20							
Всего эл. Энергия			287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				61,74	61,74	61,74	61,74	61,74	61,74	61,74	61,74
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			75,25	75,25	75,25	75,25	75,25	75,25	75,25	75,25	75,25
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					346,83	346,83	346,83	346,83	346,83	346,83	346,83
Всего природный газ					75,25	136,99	483,82	483,82	483,82	483,82	483,82	483,82	483,82
3	Итого по котельным												
Всего газ			19690,19	19764,53	20181,53	20354,78	20884,07	21063,16	21245,63	23746,11	23746,11	23746,11	23746,11
Всего мазут			129,73	129,73									
Всего уголь			1621,40	1621,40	1430,60	1127,20							
Всего эл. Энергия			287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00

Таблица 5.3.8 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии котельных (зимний)

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива (зимний), тыс. м3 (т)										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67
		мазут											
1.2	Котельная № 2	газ	1,92	1,95	2,03	2,07	2,14	2,21	2,29	3,28	3,28	3,28	3,28
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	0,12	0,12	0,12								
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	0,06	0,06									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00
1.6	Котельная ДДИ	уголь	0,60	0,60	0,60	0,60							
Всего газ			7,60	7,62	7,70	7,74	7,82	7,89	7,96	8,95	8,95	8,95	8,95
Всего мазут													
Всего уголь			0,78	0,78	0,72	0,60							
Всего эл. Энергия			287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Всего природный газ					0,02	0,05	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
3	Итого по котельным												
Всего газ			7,60	7,62	7,72	7,79	8,05	8,12	8,19	9,18	9,18	9,18	9,18
Всего мазут													
Всего уголь			0,78	0,78	0,72	0,60							
Всего эл. Энергия			287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00

Таблица 5.3.9 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии котельных (летний)

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива (летний), тыс. м3 (т)										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
		мазут											
1.2	Котельная № 2	газ	0,23	0,24	0,26	0,28	0,30	0,32	0,34	0,64	0,64	0,64	0,64
1.3	Котельная ДРСУ	уголь											
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь											
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия											
1.6	Котельная ДДИ	уголь	0,07	0,07	0,07	0,07							
Всего газ			0,92	0,93	0,95	0,96	0,98	1,00	1,03	1,32	1,32	1,32	1,32
Всего мазут													
Всего уголь			0,07	0,07	0,07	0,07							
Всего эл. Энергия													
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ											
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ											
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Всего природный газ							0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
3	Итого по котельным												
Всего газ			0,92	0,93	0,95	0,96	1,01	1,03	1,05	1,35	1,35	1,35	1,35
Всего мазут													
Всего уголь			0,07	0,07	0,07	0,07							
Всего эл. Энергия													

5.3.4. Тарифно-балансовая модель

Таблица 5.3.10 Динамика изменения тарифа на тепловую энергию за период 2020 – 2031 гг.

№ п/п	Наименование мероприятия	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1.	Индекс роста тарифа на тепловую энергию к предыдущему году по прогнозу МЭР	1,029	0,76	0,85	0,93	1,045	1,039	1,034	1,028	1,025	1,023	1,021	1,021
2.	Тариф по прогнозу МЭР, без инвестнадбавки, руб./Гкал без НДС	4217,4	3 207,57	2 720,00	2 529,18	2 642,99	2 746,07	2 839,44	2 918,94	2 991,91	3 060,73	3 125,00	3 190,63
3.	Индекс -дефлятор капитальных вложений к предыдущему году по прогнозу МЭР	1	1,048	1,052	1,049	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042
4.	Затраты на мероприятия с учетом индекса-дефлятора капитальных вложений, млн. руб. без НДС	24	331,03	122,914	115,035	141,655	63,878	74,591	33,330	93,069	71,046	116,187	161,364
5.	в т.ч. на 1 Гкал отпущенной тепловой энергии, руб./Гкал без НДС	226,21	2903,77	1078,21	999,81	1224,40	547,22	633,47	280,59	707,75	540,28	883,56	1227,14
6.	Расчетный тариф по прогнозу МЭР, с инвестнадбавкой в размере затрат на мероприятия, руб./Гкал без НДС	4443,61	6 111,34	3 798,21	3 528,99	3 867,40	3 293,29	3 472,91	3 199,53	3 699,66	3 601,01	4 008,56	4 417,77

5.4.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Надежность систем теплоснабжения

При реконструкции котельных предусматривается установка газопоршневых установок или дизель-генераторов для обеспечения резервирования электроснабжения. Необходимость использования аварийного и резервного топлива в соответствии с п.4.5 СП 89.13330.2012 будет определена по согласованию с региональными уполномоченными органами власти на предпроектной стадии. Для обеспечения резервирования водоснабжения предусмотрено строительство резервных водоводов. Возможность резервирования тепловой нагрузки абонентов соблюдается.

Ценовые (тарифные) последствия для потребителей

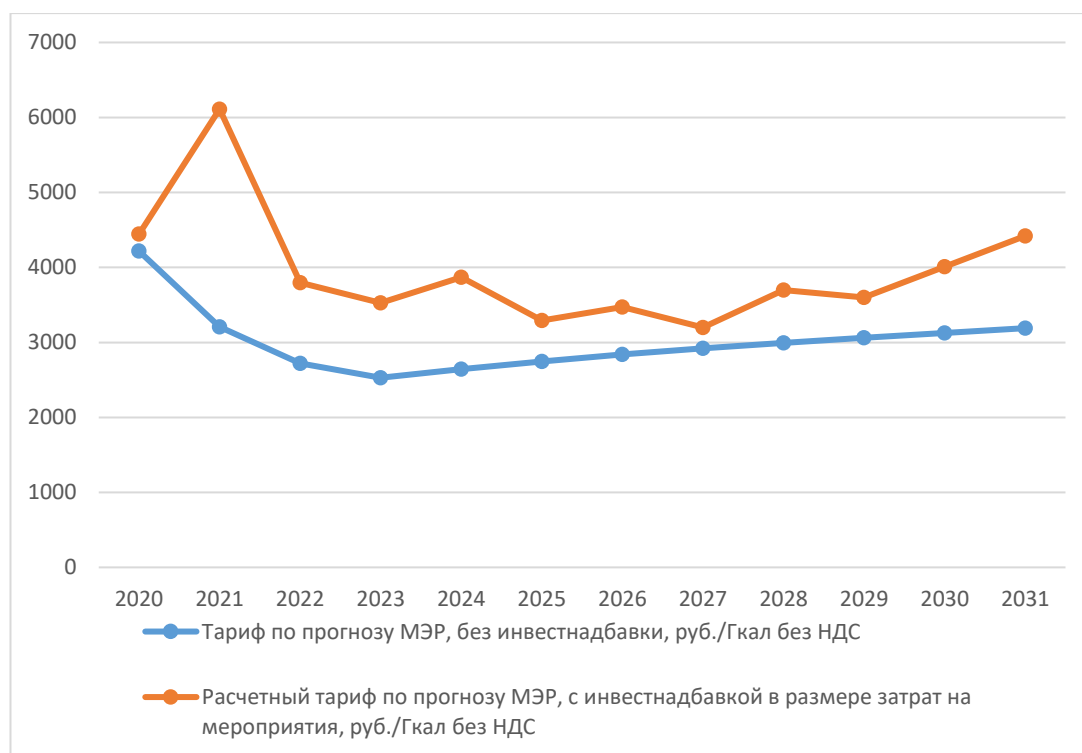


Рисунок 5.4.1. График тарифных последствий для потребителя при реализации программы строительства, реконструкции и технического перевооружения системы теплоснабжения

Величина капитальных затрат на реализацию мероприятий

Общая величина капитальных вложений составляет 1018693,961 тыс. руб. в текущих ценах (с НДС).

Использование бюджетных средств

Использование бюджетных средств не предусматривается.

Таблица 5.4.1 Результаты оценки 1 варианта по критериям

Номер критерия	Наименование	Отметка
1	Надежность систем теплоснабжения, в т.ч.	
1-1	Наличие резервного источника электроснабжения	+
1-2	Наличие резервного топлива	+
1-3	Наличие резервного источника водоснабжения	+
1-4	Возможность резервирования тепловой нагрузки теплоисточника	+
2	Ценовые (тарифные) последствия для потребителей	-
3	Приоритетность комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	-
4	Величина капитальных затрат на реализацию мероприятий	+
5	Использование бюджетных средств	-

5.5. Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Базовая версия Схемы теплоснабжения не содержала данную главу.

6. ГЛАВА 6 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

6.1. Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Расчетные величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии по каждому рассматриваемому варианту приведены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 Расчетные величины нормативных потерь теплоносителя

Источник	Объем трубопровода, м ³	Потери теплоносителя, т/ч						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025	2026-2031
Котельная № 1	2768,6	20,500	20,500	13,721	13,721	13,721	13,721	13,721
Котельная № 2		3,478	3,478	3,401	3,401	3,401	3,401	3,401
Котельная ДРСУ	5,7	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063
Котельная ДДИ	21,3	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161
Котельная на ул. Цветкова	1,1	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Котельная на ул. Заозерная	2,74	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029

6.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

Расходы сетевой воды на горячее водоснабжение потребителей в зоне действия каждого источника тепловой энергии приведены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 Расчетные величины нормативных потерь теплоносителя

ОБЪЕМ ВОДЫ на ГВС потребителям (отчеты абонентского отдела) Объем воды всего, в т.ч.	м ³						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2025	2026-2031
<i>Приозерск</i>	72 977,504	72 977,504	72 977,504	72 977,504	72 977,504	72 977,504	72 977,504
в т.ч. по приборам учета	53 176,680	53 176,680	53 176,680	53 176,680	53 176,680	53 176,680	53 176,680
население	20 249,366	20 249,366	20 249,366	20 249,366	20 249,366	20 249,366	20 249,366
в т.ч. по приборам учета	32 186,017	32 186,017	32 186,017	32 186,017	32 186,017	32 186,017	32 186,017

6.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов

Сведения о наличии баков-аккумуляторов отсутствуют.

6.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

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.

Перспективные балансы потерь теплоносителя в аварийных режимах работы системы теплоснабжения представлены в таблице 6.1.1.

6.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.

Для определения производительности водоподготовки, согласно п. 6.16 СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

В закрытых системах теплоснабжения - 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий.

В открытых системах теплоснабжения - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий.

С учетом п. 6.18 СНиП 41-02-2003 объем воды в системах теплоснабжения при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения.

Необходимая производительность водоподготовительных установок (ВПУ) на перспективу с разбивкой по источникам представлен в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок

Источник теплоснабжения	Располагаемая Мощность ВПУ, т/ч.	Фактическая производительность, т/ч						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025	2026-2031
Котельная № 1	15	70,61	70,61	70,61	70,61	70,61	70,61	70,61
Котельная № 2	Имеется ВПУ	14,66	14,66	22,95	22,95	22,95	22,95	22,95
Котельная ДРСУ	-	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Котельная ДДИ	-	1	1	1	1	1	1	1
Котельная на ул. Цветкова	-	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Котельная на ул. Заозерная	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

6.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Раздел переработан в соответствии с требованиями Приказа Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

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

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

7.1.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения

Подключение к системе теплоснабжения осуществляется в соответствии с Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утверждённые постановлением Правительства Российской Федерации от 5 июля 2018 г. N 787.

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 пределах действия эффективного радиуса теплоснабжения, не допускается.

Техническая возможность подключения существует:

- при наличии резерва пропускной способности тепловых сетей, обеспечивающего передачу необходимого объема тепловой энергии, теплоносителя;
- при наличии резерва тепловой мощности источников тепловой энергии.

В случае отсутствия технической возможности подключения к системе теплоснабжения подключаемого объекта вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения заявителя, 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 объекта к системе теплоснабжения, отказ в заключении договора о подключении не допускается.

В случае если на момент обращения заявителя отсутствует техническая возможность подключения объекта к системе теплоснабжения в соответствующей точке подключения, и при этом в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации отсутствуют мероприятия по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения объекта к системе теплоснабжения, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в течение 30 дней 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 подключаемого объекта с приложением заявки на подключение.

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 требованиями к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденными 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, заявитель вправе потребовать возмещение 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 в течение 30 дней с даты внесения изменений обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу и в течение 30 дней с даты внесения изменений в инвестиционную программу направляет заявителю проект договора о подключении.

В случае отказа федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органа местного самоуправления, утвердившего схему теплоснабжения, во внесении изменений в схему теплоснабжения указанные органы обязаны обосновать отказ и предоставить заявителю информацию об иных возможностях теплоснабжения подключаемого объекта.

Подключение новых и реконструируемых потребителей к системам централизованного теплоснабжения осуществляется только по закрытым схемам.

При определении в поселении ЕТО, определяющей в границах своей деятельности техническую политику и соблюдение законов в части эффективного теплоснабжения, условия организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения формируются указанной организацией с учетом действующей схемы и нормативов.

7.1.2. Определение условий индивидуального теплоснабжения

Согласно СП 60.133330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха», индивидуальная система теплоснабжения - система теплоснабжения многоквартирных и блокированных жилых домов, складских, производственных помещений и помещений общественного назначения сельских и городских поселений с расчетной тепловой нагрузкой не более 360 кВт.

В соответствии с пунктами СП 60.133330.2012:

- п.6.6.1 Систему индивидуального теплоснабжения допускается предусматривать в жилых, общественных и производственных зданиях высотой до трех этажей включительно.

- п.6.6.2 Для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы (автоматизированные котлы в соответствии с 6.5.2 и оборудованные автоматикой безопасности согласно 12.23) полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт, с параметрами теплоносителя (температура, давление) не более 95 °С и 0,6 МПа соответственно.
- п.6.6.3 Теплогенераторы на газообразном топливе теплопроизводительностью до 50 кВт следует устанавливать в соответствии с 6.5.3. Теплогенераторы на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт следует размещать в отдельном помещении (теплогенераторной) на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. № 565/667) п.93. Предложения по организации индивидуального, в том числе поквартирного теплоснабжения в блокированных жилых зданиях, рекомендуется разрабатывать только в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/ч.

Данное определение обосновано тем, что при плотности теплоснабжения менее 0,01 Гкал/ч, соотношение потерь тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения становится несоразмерным отпуску тепловой энергии в сеть, это приводит к тому, что нецелесообразно рассматривать централизованное теплоснабжение в зонах неплотной малоэтажной застройки. В этих районах необходимо проектировать системы децентрализованного теплоснабжения от индивидуальных домовых или поквартирных источников теплоснабжения.

Выбор между общедомовым или поквартирным источником теплоты в зданиях должен определяться заданием на проектирование и на основании технико-экономического обоснования исходя из условия обеспечения качества, надежности и экономичности теплоснабжения.

Согласно п. 12.27 СП.42.133330.204 «Градостроительная планировка городских и сельских поселений» теплоснабжение поселений следует предусматривать в соответствии с учетом экономически обоснованных по энергосбережению при оптимальном сочетании и децентрализованных источников теплоснабжения, 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.

7.1.3. Определение условий поквартирного отопления

Согласно СП 60.133330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха», поквартирное теплоснабжение - обеспечение теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения квартиры в жилом многоквартирном здании. Система состоит из индивидуального источника теплоты - теплогенератора, трубопроводов горячего водоснабжения с водоразборной арматурой, трубопроводов отопления с отопительными приборами и теплообменников систем вентиляции.

В соответствии с пунктами СП 60.133330.2012:

- п. 6.5.1 Системы поквартирного теплоснабжения применяются для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения квартир в многоквартирных жилых зданиях высотой до 28 м, а также в помещениях общественного назначения, встроенных в эти здания. Для жилых зданий высотой более 28 м применение поквартирного теплоснабжения допускается по заданию на проектирование и в соответствии со статьей 6 п.8 [4].
- п. 6.5.2 В качестве источника теплоты для систем поквартирного теплоснабжения следует применять индивидуальные теплогенераторы (автоматизированные котлы, оборудованные автоматикой безопасности согласно 12.23) полной заводской готовности на газообразном топливе, с параметрами теплоносителя (температура, давление) не более 95°С и 0,3 МПа соответственно.

Выбор основного и резервного топлива для источника теплоты зданий должен определяться техническим заданием на проектировании исходя из условий доступности топлива, обеспечения доставки в зимний и летний период, экономичности работы источника.

Поквартирное отопление возможно при наличии горизонтальной разводки, а также необходима более усиленная теплоизоляция ограждающих конструкций и перекрытий.

Информации о застройке жилых комплексов с индивидуальным отоплением нет.

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

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

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

Строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных нагрузок на территории Приозерского городского поселения не предусмотрено.

На территории г. Приозерска планируется провести следующие мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии:

1. Установка блочно-модульной котельной суммарной установленной мощностью 0,25 МВт в районе котельной ДРСУ;
2. Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДРСУ;
3. Установка блочно-модульной котельной суммарной установленной мощностью 2,0 МВт в районе котельной ДДИ;
4. Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДДИ;
5. Установка блочно-модульной котельной суммарной установленной мощностью 0,25 МВт в районе котельной на ул. Заозерная, и в перевод в резерв существующей котельной;
6. Вывод из эксплуатации щеповой котельной (блока № 2);

Мероприятия по переводу на природный газ котельных №1 и №2 выполнены в ноябре 2020 г.

Основные факторы обоснования строительства новых БМК:

- не требуется реконструкция здания существующей котельной;
- экономия на демонтаже оборудования, монтаже нового оборудования;
- экономия на установке и настройке систем автоматизации и диспетчеризации;
- автоматизированность новых котельных позволяет сократить численность обслуживающего персонала;
- компактность блочных котельных.

Установка БМК позволит сократить использование ручного труда и количество обслуживающего персонала, что существенно снизит затраты на обслуживание котельной. На котельных предусматривается наличие водоподготовительной установки, систем автоматизации и диспетчеризации. Блочно-модульные котельные на газовом топливе занимают меньшую площадь, а также не требуют наличие большой площадки для хранения топлива или склада, что благоприятно влияет на экологическую обстановку

Таблица 7.4.1. Перечень мероприятий по строительству источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование мероприятия	Объем капитальных вложений (с НДС), тыс.руб*	Год начала реализации мероприятий	Год окончания реализации мероприятий
1	Строительство блочно-модульной котельной БМК ДРСУ мощностью 0,25 МВт	3366,60	2023	2023
2	Строительство блочно-модульной котельной БМК ДДИ мощностью 2,0 МВт	28064,00	2024	2024
3	Строительство блочно-модульной котельной на ул. Заозерная мощностью 0,25 МВт	3230,91	2022	2022
	ИТОГО:	34661,51		

* Стоимость принята согласно НЦС 81-02-19-2022. Сборник №19. Здания и сооружения городской инфраструктуры с учетом всех необходимых коэффициентов.

7.5.Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

7.6.Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Переоборудование котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок не предполагается.

7.7.Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Увеличение зон действия котельных за счет включения в них зон действия других котельных не будет осуществляться. Увеличение зон действия будет происходить за счет подключения новых потребителей.

Работа системы теплоснабжения на базе 2-х источников тепла № 1 и № 2 была смоделирована в ПРК Zulu 7.0. Гидравлический расчет данной системы показал, что достигается качественное теплоснабжение всех потребителей. Пьезометрические графики до потребителя с наименьшим располагаемым напором по ул. Маяковского, д.3 от каждого источника теплоснабжения представлены на рисунках 7.7.1–7.7.14.

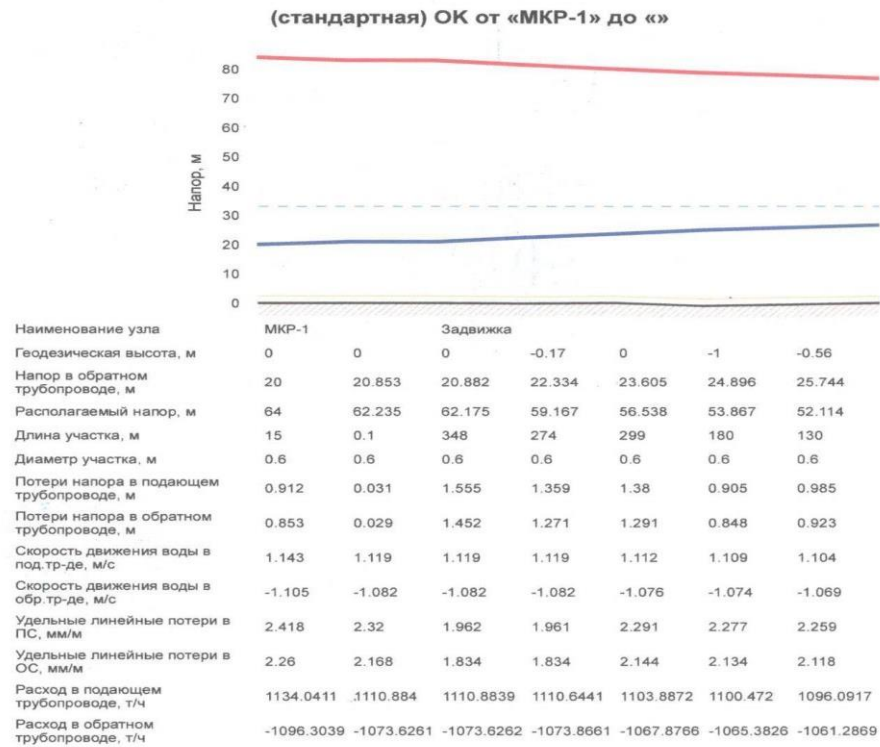


Рисунок 7.7.1. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 1

		УТ-1	УТ-2	УТ-3	УТ-3а	УТ-4	УТ-5	УТ-6	УТ-7	
0	0	0	-0.76	-1.32	-1.5	-1.31	-1.1	-0.31	0	
26.668	27.281	27.34	28.036	28.451	28.723	29.293	29.62	30.201	30.529	
50.206	48.938	48.817	47.375	46.516	45.953	44.77	44.091	42.885	42.203	
184	1	130	56	30	115	40	123	61	26	
0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
0.654	0.062	0.746	0.444	0.292	0.613	0.351	0.625	0.353	0.211	
0.613	0.059	0.697	0.415	0.272	0.57	0.327	0.582	0.328	0.195	
1.101	1.101	1.263	1.262	1.188	1.178	1.164	1.162	1.099	1.037	
-1.066	-1.066	-1.22	-1.22	-1.146	-1.137	-1.123	-1.12	-1.059	-0.998	
2.245	2.245	4.395	4.39	3.889	3.829	3.736	3.72	3.33	2.969	
2.106	2.106	4.105	4.102	3.621	3.563	3.475	3.461	3.093	2.748	
1092.8009	1092.6741	870.1868	869.7526	818.5701	812.1619	802.2736	800.5439	757.3728	715.0258	
9	-1058.1861	-1058.3129	-841.0229	-840.7153	-789.7227	-783.3598	-773.6558	-772.0969	-729.8253	-687.9149

Рисунок 7.7.2. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 1 – Продолжение (УТ-1 – УТ-7)

УТ-8	УТ-9	Задвижка	УТ-11	УТ-14а	Задвижка	УТ-14	УТ-15	УТ-16	УТ-17
0	0	0	0	0.61	0.75	0.76	1	1	1
30.725	30.936	31.226	31.319	31.828	31.885	31.9	31.983	32.011	32.044
41.797	41.357	40.755	40.562	39.511	39.389	39.356	39.183	39.123	39.052
36	104	0.1	182	85	0.1	97	28	46	36
0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
0.228	0.313	0.1	0.542	0.065	0.018	0.091	0.031	0.037	0.025
0.211	0.29	0.093	0.509	0.057	0.016	0.082	0.028	0.033	0.022
1.011	1.002	1.002	0.829	0.419	0.419	0.392	0.363	0.347	0.317
-0.972	-0.964	-0.965	-0.804	-0.395	-0.395	-0.373	-0.344	-0.328	-0.299
2.82	2.768	3.06	2.508	0.71	0.709	0.622	0.532	0.487	0.407
2.608	2.566	2.567	2.356	0.63	0.63	0.564	0.479	0.436	0.361
696.7897	690.4002	690.3504	365.6642	184.7966	184.7705	172.9883	159.9497	153.0046	139.7992
-670.0262	-664.6791	-664.7288	-354.4114	-174.0608	-174.0868	-164.6721	-151.7231	-144.8115	-131.6651

Рисунок 7.7.3. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 1 – Продолжение (УТ-8 – УТ-17)

Задвижка	УТ-18	УТ-19	УТ-20	УТ-20а	УТ-21	УТ-22	Задвижка	УТ-24	Задвижка
1	1	0.78	0.2	2.41	2.49	1.78	1.09	0.35	0.76
32.066	32.069	32.089	32.119	32.143	32.153	32.163	32.169	32.215	32.248
39.006	39.001	38.957	38.892	38.841	38.819	38.798	38.783	38.679	38.612
0.1	36	81	80	30	40	0.1	94	0.1	64
0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.25	0.25
0.003	0.024	0.034	0.028	0.012	0.011	0.008	0.058	0.035	0.818
0.002	0.021	0.03	0.024	0.01	0.009	0.007	0.046	0.033	0.761
0.317	0.296	0.276	0.248	0.217	0.188	0.291	0.291	1.17	1.17
-0.299	-0.277	-0.258	-0.23	-0.199	-0.17	-0.259	-0.259	-1.128	-1.128
0.407	0.355	0.308	0.249	0.205	0.154	0.526	0.526	10.654	10.654
0.361	0.312	0.269	0.214	0.173	0.126	0.419	0.419	9.917	9.917
139.7882	130.4742	121.6541	109.2401	95.7755	82.8146	72.0803	72.0803	201.5296	201.5296
-131.6761	-122.3839	-113.6046	-101.2699	-87.8854	-74.9729	-64.3062	-64.3063	-194.4288	-194.4289

Рисунок 7.7.4. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 1 – Продолжение (УТ-18 – Задвижка)

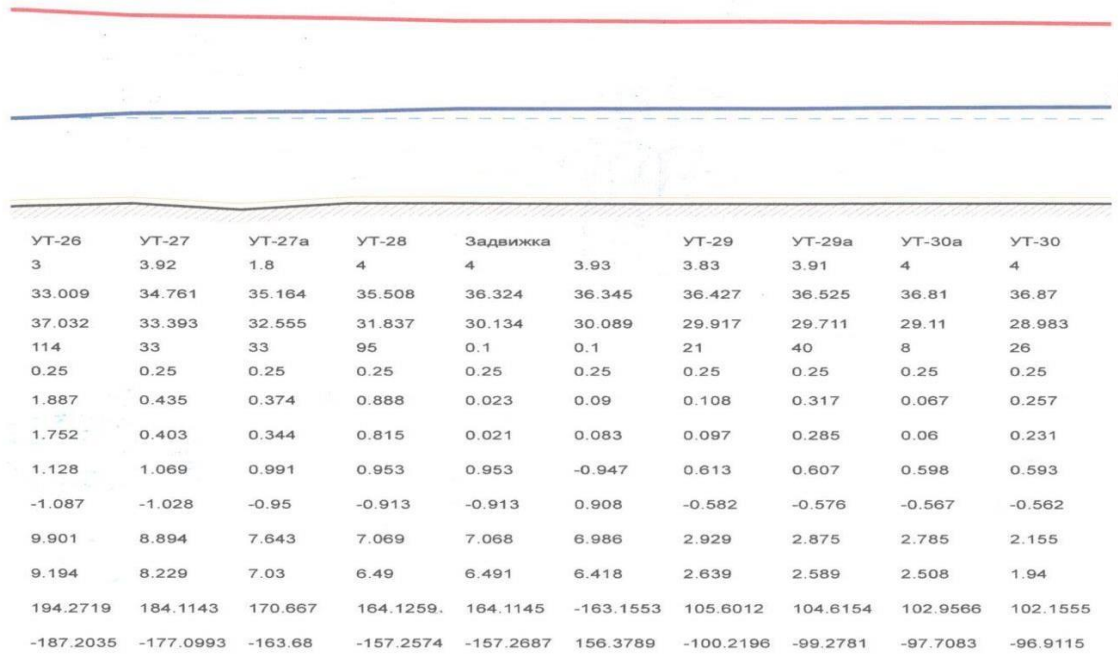
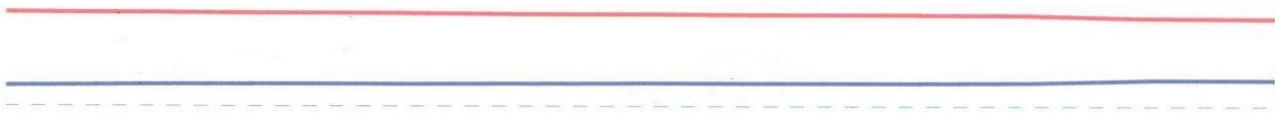


Рисунок 7.7.5. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 1 – Продолжение (УТ-26 – УТ-30)

УТ-31	УТ-32	УТ-32а	УТ-33	УТ-34	УТ-35	Задвижка		УТ-36	УТ-37
4	3.51	3.19	2.76	2.28	2.51	2.58	2.62	3.12	3.09
37.101	37.442	37.655	37.965	38.304	38.551	38.579	38.697	39.167	39.317
28.495	27.774	27.325	26.672	25.955	25.432	25.373	25.123	24.128	23.811
38	20	36	42	33	0.1	13	39	20	66
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.379	0.237	0.344	0.377	0.276	0.031	0.132	0.525	0.167	0.342
0.341	0.213	0.309	0.339	0.247	0.028	0.118	0.47	0.15	0.307
0.914	0.892	0.887	0.879	0.819	0.788	0.788	0.749	0.749	0.7
-0.867	-0.846	-0.842	-0.833	-0.776	-0.745	-0.745	-0.709	-0.709	-0.664
7.247	6.896	6.828	6.701	5.827	5.384	5.384	4.874	4.874	4.26
6.521	6.209	6.145	6.026	5.224	4.824	4.824	4.366	4.367	3.825
100.7884	98.3134	97.8258	96.9087	90.36	86.8492	86.8491	82.6279	82.6249	77.2376
-95.5995	-93.2801	-92.7976	-91.8885	-85.5483	-82.2023	-82.2023	-78.1943	-78.1973	-73.1781

Рисунок 7.7.6. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 1 – Продолжение (УТ-31 – УТ-37)



УТ-38	УТ-39	УТ-40	Задвижка	УТ-41	УТ-42	УТ-43	Задвижка		
1.81	-0.5	-1	-0.88	-0.62	-1	-0.94	-0.91	-0.77	-1.45
39.624	39.87	39.98	39.987	40.165	40.272	40.35	40.359	40.491	41.347
23.162	22.642	22.41	22.394	22.019	21.795	21.631	21.612	21.335	19.545
61	22	0.1	59	31	22	0.1	58	86	0.1
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.15	0.125
0.274	0.122	0.008	0.198	0.117	0.086	0.01	0.144	0.935	0.028
0.246	0.11	0.007	0.178	0.107	0.078	0.009	0.132	0.855	0.025
0.647	0.623	0.568	0.568	0.545	0.521	0.499	0.499	0.867	1.032
-0.613	-0.59	-0.538	-0.538	-0.521	-0.498	-0.477	-0.477	-0.829	-0.978
3.634	3.367	2.81	2.81	2.587	2.361	2.168	2.168	9.349	16.621
3.263	3.027	2.52	2.52	2.361	2.157	1.984	1.984	8.554	14.941
71.3202	68.6462	62.6872	62.6872	60.1471	57.4551	55.0495	55.0495	53.7899	44.4575
-67.5704	-65.0796	-59.3652	-59.3652	-57.4565	-54.9096	-52.6469	-52.647	-51.4497	-42.1463

Рисунок 7.7.7. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 1 – Продолжение (УТ-38 – Задвижка)

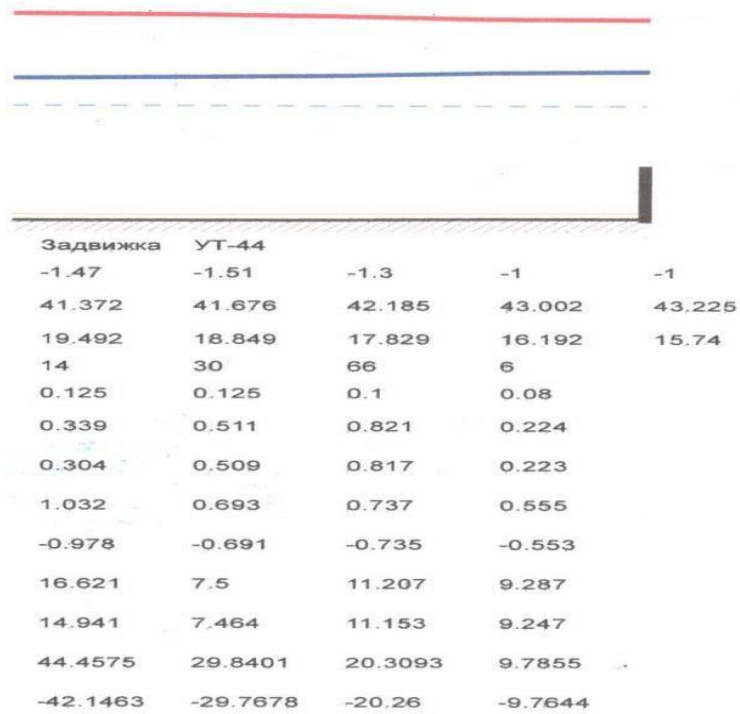


Рисунок 7.7.8. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 1 – Продолжение (Задвижка – Последний потребитель источника)

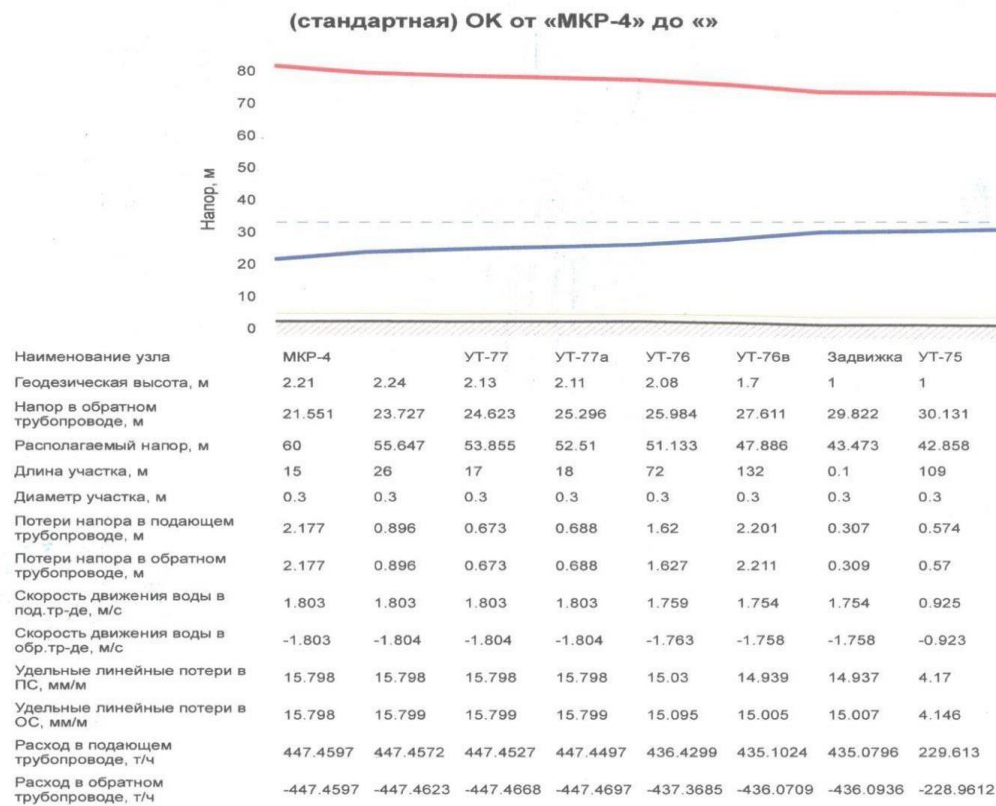


Рисунок 7.7.9. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 2

	Задвижка	УТ-74	УТ-73	УТ-73а	УТ-25	Задвижка	УТ-24	Задвижка	УТ-26
0.83	1	1	1	0.91	0.11	0.08	0.35	0.76	3
30.701	31.636	31.721	31.898	32.043	32.144	32.188	32.215	32.248	33.009
41.714	39.839	39.669	39.314	39.023	38.822	38.734	38.679	38.612	37.032
205	0.1	21	43	50	25	0.1	0.1	64	114
0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.25	0.25	0.25
0.94	0.086	0.178	0.146	0.101	0.044	0.027	0.035	0.818	1.887
0.935	0.085	0.177	0.145	0.1	0.044	0.027	0.033	0.761	1.752
0.925	0.925	0.841	0.617	0.54	0.522	0.522	1.17	1.17	1.128
-0.923	-0.923	-0.839	-0.616	-0.538	-0.524	-0.524	-1.128	-1.128	-1.087
4.169	4.168	3.441	1.858	1.29	1.207	1.207	10.654	10.654	9.901
4.147	4.148	3.425	1.85	1.285	1.219	1.219	9.917	9.917	9.194
229.5942	229.5589	208.5383	153.0915	133.8791	129.4699	129.4656	201.5296	201.5296	194.2719
-228.98	-229.0153	-208.0437	-152.7518	-133.6002	-130.1021	-130.1064	-194.4288	-194.4289	-187.2035

Рисунок 7.7.10. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 2 – Продолжение (Задвижка – УТ-26)

УТ-27	УТ-27а	УТ-28	Задвижка		УТ-29	УТ-29а	УТ-30а	УТ-30	УТ-31
3.92	1.8	4	4	3.93	3.83	3.91	4	4	4
34.761	35.164	35.508	36.324	36.345	36.427	36.525	36.81	36.87	37.101
33.393	32.555	31.837	30.134	30.089	29.917	29.711	29.11	28.983	28.495
33	33	95	0.1	0.1	21	40	8	26	38
0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.2
0.435	0.374	0.888	0.023	0.09	0.108	0.317	0.067	0.257	0.379
0.403	0.344	0.815	0.021	0.083	0.097	0.285	0.06	0.231	0.341
1.069	0.991	0.953	0.953	-0.947	0.613	0.607	0.598	0.593	0.914
-1.028	-0.95	-0.913	-0.913	0.908	-0.582	-0.576	-0.567	-0.562	-0.867
8.894	7.643	7.069	7.068	6.986	2.929	2.875	2.785	2.155	7.247
8.229	7.03	6.49	6.491	6.418	2.639	2.589	2.508	1.94	6.521
184.1143	170.667	164.1259	164.1145	-163.1553	105.6012	104.6154	102.9566	102.1555	100.7884
-177.0993	-163.68	-157.2574	-157.2687	156.3789	-100.2196	-99.2781	-97.7083	-96.9115	-95.5995

Рисунок 7.7.11. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 2 – Продолжение (УТ-26 – УТ-31)

УТ-32	УТ-32a	УТ-33	УТ-34	УТ-35	Задвижка		УТ-36	УТ-37	УТ-38
3.51	3.19	2.76	2.28	2.51	2.58	2.62	3.12	3.09	1.81
37.442	37.655	37.965	38.304	38.551	38.579	38.697	39.167	39.317	39.624
27.774	27.325	26.672	25.955	25.432	25.373	25.123	24.128	23.811	23.162
20	36	42	33	0.1	13	39	20	66	61
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.237	0.344	0.377	0.276	0.031	0.132	0.525	0.167	0.342	0.274
0.213	0.309	0.339	0.247	0.028	0.118	0.47	0.15	0.307	0.246
0.892	0.887	0.879	0.819	0.788	0.788	0.749	0.749	0.7	0.647
-0.846	-0.842	-0.833	-0.776	-0.745	-0.745	-0.709	-0.709	-0.664	-0.613
6.896	6.828	6.701	5.827	5.384	5.384	4.874	4.874	4.26	3.634
6.209	6.145	6.026	5.224	4.824	4.824	4.366	4.367	3.825	3.263
98.3134	97.8258	96.9087	90.36	-86.8492	86.8491	82.6279	82.6249	77.2376	71.3202
-93.2801	-92.7976	-91.8885	-85.5483	-82.2023	-82.2023	-78.1943	-78.1973	-73.1781	-67.5704

Рисунок 7.7.12. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 2 – Продолжение (УТ-32 – УТ-38)

УТ-39	УТ-40	Задвижка	УТ-41	УТ-42	УТ-43	Задвижка	Задвижка	Задвижка	Задвижка
-0.5	-1	-0.88	-0.62	-1	-0.94	-0.91	-0.77	-1.45	-1.47
39.87	39.98	39.987	40.165	40.272	40.35	40.359	40.491	41.347	41.372
22.642	22.41	22.394	22.019	21.795	21.631	21.612	21.335	19.545	19.492
22	0.1	59	31	22	0.1	58	86	0.1	14
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.15	0.125	0.125
0.122	0.008	0.198	0.117	0.086	0.01	0.144	0.935	0.028	0.339
0.11	0.007	0.178	0.107	0.078	0.009	0.132	0.855	0.025	0.304
0.623	0.568	0.568	0.545	0.521	0.499	0.499	0.867	1.032	1.032
-0.59	-0.538	-0.538	-0.521	-0.498	-0.477	-0.477	-0.829	-0.978	-0.978
3.367	2.81	2.81	2.587	2.361	2.168	2.168	9.349	16.621	16.621
3.027	2.52	2.52	2.361	2.157	1.984	1.984	8.554	14.941	14.941
68.6462	62.6872	62.6872	60.1471	-57.4551	55.0495	55.0495	53.7899	44.4575	44.4575
-65.0796	-59.3652	-59.3652	-57.4565	-54.9096	-52.6469	-52.647	-51.4497	-42.1463	-42.1463

Рисунок 7.7.13. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 2 – Продолжение (УТ-39 – Задвижка)

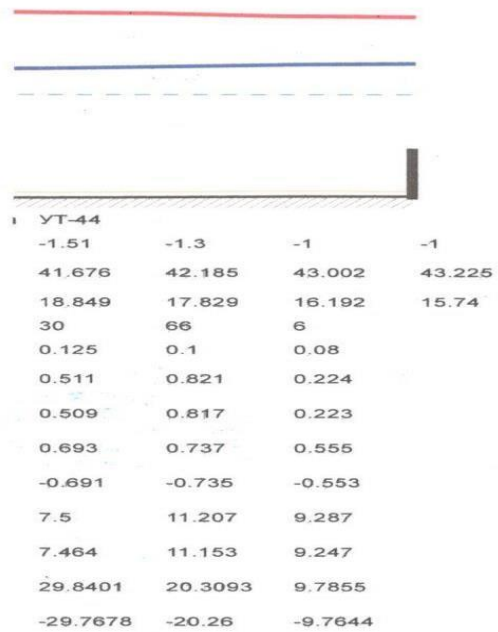


Рисунок 7.7.14. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной № 2 – Продолжение (УТ-44 – Последний потребитель источника)

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

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

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

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют источники тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

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

Был осуществлен вывод из эксплуатации существующих котельных в отношении котельной МКР-3, с подключением ее тепловых сетей и потребителей тепловой энергии к тепловым сетям котельной № 2 в ноябре 2017 года.

Схемой предлагается вывод из эксплуатации котельных ДДИ, ДРСУ, с передачей нагрузок на новые котельные: БМК ДДИ и БМК ДРСУ (см. п. 7.4).

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

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать только в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га.

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей. На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется.

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей.
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч)

- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе
- использования тепловой энергии в технологических целях

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

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

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

7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения

Перспективные балансы тепловой мощности представлены в Главе 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей».

7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Использование возобновляемых источников энергии схемой теплоснабжения не предусмотрено.

7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения

В настоящий момент, предприятия, осуществляющие свою деятельность на территории Приозерского городского поселения, не имеют проекта расширения или увеличения мощности производства в существующих границах.

В результате сбора исходных данных не было выявлено проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах в виде горячей воды или пара.

Данных о перепрофилировании существующих производственных объектов, связанных с увеличением (снижением) потребления всех видов тепловой энергии не выявлено.

Потребление тепловой энергии в производственных зонах на перспективу планируется на существующем уровне.

7.15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

В соответствии с пп. а) п. 6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика, представленная в Методических указаниях по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго №212 от 05.03.2019.

В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: если дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

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

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

где

- $ДСО_{тс}$ – дисконтированный срок окупаемости инвестиций в строительство тепловой сети, лет;
- n – число периодов окупаемости, лет;
- $ПДС_0$ – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.;
- $НД$ – норма доходности инвестированного капитала;
- $K_{тс}$ – величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС);

Капитальные затраты в строительство тепловой сети $K_{тс}$ (без НДС) вычисляются по формуле

$$K_{mc,t} = \left(\sum_{i=1}^{i=N} (l \times k_{Dy})_i + \sum_{j=1}^{j=M} (l \times k_{Dy})_j \right) \times ИЦП_t - ПЗП_t \times (1 - НДС_t)$$

руб.

где

l_i - протяженность i - того участка проектируемой тепловой сети от объекта заявителя до точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром Dy_i (мм), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, км;

l_j - протяженность j - того участка реконструируемой тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя с увеличений диаметра Dy_j (мм), необходимой для обеспечения пропускной способности тепловой сети исполнителя в точке подключения к ней объекта заявителя, км;

$k_{Dy,i}, k_{Dy,j}$ - нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром $Dy_i(Dy_j)$ (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства (далее - НЦС) для объектов капитального строительства непромышленного назначения «Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2017. Сборник № 13. Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 1011/пр от 21 июля 2017 года., тыс. руб./км;

N - число участков проектируемой тепловой сети с различными условными диаметрами (Dy_i);

M - число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети до Dy_j (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов.

$ИЦП_t$ - прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде, определяемый в соответствии с пунктом П40.6 настоящих методических указаний;

$ПЗП_t$ - плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой $Q_{сумм}^{м.ч} < 0,1$ Гкал/ч к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, устанавливается в соответствии с пунктом 163 подпунктом 1 приказа Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 г. № 760-

э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» в размере 550 рублям (с НДС);

$НДС_t$ – ставка налога на добавленную стоимость в t -м расчетном периоде.

Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде ($ИЦП_t$) определяется по формуле:

$$ИЦП_t = (1 + ИЦП_{\delta+1}^n) \times (1 + ИЦП_{\delta+2}^n) \times K \times (1 + ИЦП_t^n),$$

где $ИЦП_{\delta+1}^n$, $ИЦП_{\delta+2}^n$, ..., $ИЦП_t^n$ - индексы цен производителей промышленной продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2017+1)-й, (2017+2)-й, t -й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на t -й расчетный период регулирования, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

П40.7. Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединённому к тепловой сети исполнителя определяется по формуле

$$ПДС_t = V_t - Z_t, \text{ тыс. руб./год}$$

где

V_t – выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, тепловой энергии за период t , тыс. руб. в год,

Z_t – затраты, понесённые исполнителем на выработку тепловой энергии и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя для теплоснабжения объекта заявителя за период t , тыс. руб. в год;

Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя, рассчитывается по формуле

$$V_t = Q_3^{пл} \times C_{тэ,t} \times ИСПП_t = Q_{сумм}^{м.ч} \times ЧЧМ_{ср.} \times C_{тэ,t} \times ИСПП_t \times 10^{-3}, \quad \text{тыс. руб./год}$$

где

$Q_3^{пл}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год

- $Q_{0,3}^{мч}$ – максимальная часовая тепловая нагрузка, указанная в условиях подключения, выданных исполнителем вместе с проектом договора о подключении, в соответствии с пунктом 35 Постановления Правительства РФ от 5 июля 2018 г. № 787, Гкал/ч;
- $ЧЧМ_{ср}$ – средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час. /год;
- $Ц_{тэ,t}$ – цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в t -м расчетном периоде.
- $ИСПГ_t$ – индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, устанавливаемый в соответствии с Основами формирования индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства РФ от 30 апреля 2014 года №400) t -м расчетном периоде.

Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, рассчитывается по формуле

$$Z_t = (Z_t + Z_{пер,t}), \text{ тыс. руб./год}$$

где

- $Z_{т,t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год;
- $Z_{пер,t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год.

Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя, рассчитывается по формуле

$$Z_{т,t} = Q_3^{пл} \times b_{ф,t} \times C_{т,t} \times (1 + I_t^n) \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год}$$

где

- $Q_3^{пл}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год

- $b_{\phi,t}$ – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя в t -м расчетном периоде, кг/Гкал;
- $C_{t,t}$ – цена топлива фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя в t -м расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т.у.т.
- I_t^{π} – прогнозный индекс роста цены на k -й вид топлива в t -м расчетном периоде, определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на t -м расчетном периоде, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям определяются аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой

$$Z_{\text{пер},t} = \gamma_{\text{ст}} \times M_{\text{нтс}} = \gamma_{\text{ст}} \times \sum_{i=1}^{i=N} (l \times Dy)_i, \text{ тыс. руб./год,}$$

где

- $\gamma_{\text{ст}}$ – удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м²;
- $M_{\text{нтс}}$ – материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м²;
- $L_{\text{нтс},i}$ – протяженность i -того участка вновь построенной тепловой сети с условным диаметром $D_{\text{у,нтс},i}$, м;

В перспективе для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к централизованной системе теплоснабжения, в границы радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо использовать вышеописанный метод, т.е. выполнить сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта; при этом в качестве расчетного периода используется полезный срок службы тепловых сетей и теплосетевых объектов.

В таблице 7.15.2 приведен расчет целесообразности подключения потребителей на основании методических указаний по расчету радиуса эффективного теплоснабжения. Все перспективные потребители были сгруппированы по источникам тепловой энергии, к которым они присоединятся.

Результат расчета показывает, что все потребители, включенные в схему, удовлетворяют условию целесообразности подключения к источникам тепловой энергии.

Таблица 7.15.1 Исходные данные для определения эффективного радиуса теплоснабжения

Источник	Dy	Расчетная пропускная способность тепловой энергии через трубопровод, Гкал/час	Расчетный годовой отпуск тепловой энергии через трубопровод, Гкал/год	Расчетные тепловые потери, Гкал/год	Допустимая длина тепловой сети, м		
					Канальная прокладка	Бесканальная прокладка	Надземная прокладка
Котельная № 1	25	-	30,85	1,54	-	107,00	-
	32	-	56,09	2,80	-	551,10	18,00
	40	-	98,16	4,91	-	846,10	35,00
	50	0,1	168,27	8,41	50,10	3022,60	378,00
	70	0,2	420,68	21,03	37,10	545,30	66,00
	80	0,2	645,04	32,25	122,20	2771,10	1133,10
	100	0,4	1093,77	54,69	426,60	3064,20	349,00
	125	0,7	1963,18	98,16	57,10	1751,00	166,00
	150	1,2	3225,22	161,26	138,20	2304,40	556,20
	200	2,7	7572,26	378,61	41,10	1340,00	74,00
	250	4,1	11358,39	567,92	183,00	879,60	4,00
	300	6,1	17037,59	851,88	-	149,43	-
	350	9,1	25556,38	1277,82	-	273,10	-
	400	13,7	38334,57	1916,73	-	474,10	-
	500	30,8	86252,79	4312,64	-	721,10	-
600	46,1	129379,19	6468,96	1430,20	-	-	
Котельная № 2	25	-	56,09	2,80	-	30,00	-
	32	0,1	168,27	8,41	-	179,00	-
	40	0,2	420,68	21,03	42,00	-	-
	50	0,2	645,04	32,25	-	825,90	11,00
	70	0,4	1093,77	54,69	-	476,10	-
	80	0,7	1963,18	98,16	-	270,10	-
	100	1,2	3225,22	161,26	-	177,10	-
	125	4,1	11358,39	567,92	-	447,40	95,00
	300	6,1	17037,59	851,88	-	1178,50	15,00
	400	13,7	38334,57	1916,73	-	303,10	-
ДРСУ	50	0,1	78,21	3,91	-	-	204,00
	70	0,2	195,52	9,78	-	-	178,00
	100	0,4	508,35	25,42	-	-	262,00
	500	30,8	-	-	-	-	5
ул. Цветкова	32	-	26,07	1,30	-	85,00	-
	40	-	45,62	2,28	-	30,00	-
	50	0,1	78,21	3,91	-	8,00	-
	80	0,2	299,79	14,99	-	83,00	-
ул. Заозерная	25	-	14,34	0,72	-	45,00	-
	50	0,1	78,21	3,91	-	58,00	-
	70	0,2	195,52	9,78	-	186,00	-
	80	0,2	299,79	14,99	-	16,00	-
	100	0,4	508,35	25,42	-	66,00	-
ДДИ	40	-	45,62	2,28	6,00	-	-
	50	0,1	78,21	3,91	215,00	-	-
	70	0,2	195,52	9,78	162,00	-	-
	80	0,2	299,79	14,99	253,00	-	-
	100	0,4	508,35	25,42	28,00	-	-

Источник	Dy	Расчетная пропускная способность тепловой энергии через трубопровод, Гкал/час	Расчетный годовой отпуск тепловой энергии через трубопровод, Гкал/год	Расчетные тепловые потери, Гкал/год	Допустимая длина тепловой сети, м		
					Канальная прокладка	Бесканальная прокладка	Надземная прокладка
	125	0,7	912,42	45,62	372,00	-	-
	150	1,2	1498,97	74,95	52,00	-	-

Таблица 7.15.2 Оценка экономического эффекта от присоединения новых потребителей

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее удаленного потребителя, км	Эффективный радиус теплоснабжения, км
Котельная № 1	3,000	1,36
Котельная № 2	0,800	1,62
ДРСУ	0,260	0,65
ул. Цветкова	0,085	0,21
ул. Заозерная	0,129	0,37
ДДИ	0,280	1,09

Радиус эффективного теплоснабжения следует рассматривать как предельно возможную протяженность новой тепловой сети, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной тепловой сети. Таким образом, указанные потребители оказываются вне зоны радиуса эффективного теплоснабжения, так как их подключение влечет за собой большие издержки на обслуживание тепловых сетей.

7.16. Оценка финансовых потребностей в строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации источников тепловой энергии

Таблица 7.16.1 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии, тыс. руб.

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Группа проектов 1-1. "Мероприятия на источниках тепловой энергии"										
Всего капитальные затраты, без НДС		2968,367	23556,374							
НДС		593,673	4711,275							
Всего стоимость группы проектов		3562,041	28267,649							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		3562,041	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594
Проекты ООО "Энерго-Ресурс"										
Всего капитальные затраты, без НДС		2968,367	23556,374							
НДС		593,673	4711,275							
Всего стоимость подгруппы проектов		3562,041	28267,649							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом		3562,041	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594
Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников тепловой энергии"										
Всего капитальные затраты, без НДС		2805,503	23386,669							
НДС		561,101	4677,334							
Всего стоимость проекта		3366,603	28064,003							
Всего стоимость проекта накопленным итогом		3366,603	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511
Подгруппа проектов 001.01.01.001 Строительство блочно-модульной котельной БМК ДРСУ мощностью 0,25 МВт										
Всего капитальные затраты, без НДС		2805,503								
НДС		561,101								
Всего стоимость проекта		3366,603								
Всего стоимость проекта накопленным итогом		3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603
Подгруппа проектов 001.01.01.002 Строительство блочно-модульной котельной БМК ДДИ мощностью 2,0 МВт										
Всего капитальные затраты, без НДС			23386,669							
НДС			4677,334							
Всего стоимость подгруппы проектов			28064,003							

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом			28064,003	28064,003	28064,003	28064,003	28064,003	28064,003	28064,003	28064,003
Подгруппа проектов 001.01.01.003 Строительство блочно-модульной котельной на ул. Заозерная мощностью 0,25 МВт										
Всего капитальные затраты, без НДС	2692,421									
НДС	538,484									
Всего стоимость подгруппы проектов	3230,905									
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905
Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Вывод из эксплуатации источников тепловой энергии"										
Всего капитальные затраты, без НДС		162,865	169,705							
НДС		32,573	33,941							
Всего стоимость проекта		195,438	203,646							
Всего стоимость проекта накопленным итогом		195,438	399,083	399,083	399,083	399,083	399,083	399,083	399,083	399,083
Подгруппа проектов 001.01.02.001 Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДРСУ										
Всего капитальные затраты, без НДС		162,865								
НДС		32,573								
Всего стоимость проекта		195,438								
Всего стоимость проекта накопленным итогом		195,438	195,438	195,438	195,438	195,438	195,438	195,438	195,438	195,438
Подгруппа проектов 001.01.02.002 Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДДИ										
Всего капитальные затраты, без НДС			169,705							
НДС			33,941							
Всего стоимость подгруппы проектов			203,646							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом			203,646	203,646	203,646	203,646	203,646	203,646	203,646	203,646

7.17. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии

Актуализированы мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии, а также проиндексированы капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии.

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

8.1. Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Актуализированная схема теплоснабжения не предусматривает мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).

8.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

К расчетному сроку в г. Приозерске ожидается суммарный прирост тепловой нагрузки на СЦТС в размере 10,1054 Гкал/ч. Участки квартальных и распределительных тепловых сетей, подлежащих строительству для обеспечения приростов тепловой нагрузки приведены в таблице 8.2.1.

Таблица 8.2.1 Участки теплосетей, подлежащие строительству для обеспечения приростов тепловой нагрузки

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Год строительства/реконструкции	Условный диаметр, мм	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.*
Котельная №1, Котельная №2	УТ-5	Универсальный игровой зал, ул. Калинина, 416	84	2023	50	Пенополиуритан	1108,45
Котельная №1, Котельная №2	УТ-28	Кирха, ул. Ленинградская, 12	91	2024	100	Пенополиуритан	1613,53
Котельная №1, Котельная №2	УТ-14	Ж/д 7-9 этажей, угол Ленина-Чапаева	46,23	2025	80	Пенополиуритан	788,42
Котельная №1, Котельная №2	УТ-74	Ж/д 75-квартирный, угол Гоголя Красноармейская	169,53	2027	80	Пенополиуритан	3151,25
Котельная №1, Котельная №2	УТ-27	Ж/д 5-7 этажей, угол Маяковского Красноармейская	250	2026	100	Пенополиуритан	4822,18
Котельная №1, Котельная №2	УТ-1	Жилой квартал малоэтажной и среднеэтажной застройки по ул. Калинина	780,61	2028	200	Пенополиуритан	38945,89
Котельная №1, Котельная №2	УТ-7	Ж/д 35 квартирный, угол Речной-Чапаева	55	2028	80	Пенополиуритан	1067,33

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Год строительства/реконструкции	Условный диаметр, мм	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.*
Котельная №1, Котельная №2	УТ-86	Ж/д 24 квартирный, ул. Суворова	160	2022	80	Пенополиуритан	2411,86
Котельная №1, Котельная №2	УТ-32а	Детская художественная школа	50	2028	80	Пенополиуритан	970,30
Итого			1686,37				54879,20

* Стоимость принята согласно НЦС 81-02-13-2022. «Сборник №13. Наружные тепловые сети» с учетом всех необходимых коэффициентов.

8.3. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей систем теплоснабжения, которые обеспечивают поставку тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при выполнении условий надёжности теплоснабжения, в настоящей схеме теплоснабжения не предусмотрены.

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

Для обеспечения эффективного функционирования системы теплоснабжения большое значение имеет грамотное и надежное управление этой системой и контроль за её работой. С целью повышения эффективности диспетчеризации в системе теплоснабжения г. Приозерска схемой теплоснабжения предусматривается оборудование пятнадцати тепловых камер системой непрерывного мониторинга температуры и давления. Ориентировочные капиталовложения для реализации данного мероприятия составят 6,5 млн. руб.

Еще одним мероприятием, которое положительно скажется на эффективности транспортировки энергии, является ремонт ветхих тепловых сетей. Более подробно вопрос замены ветхих сетей рассмотрен в пункте 8.7.

8.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

В программно-расчетном комплексе ZuluThermo 8.0 с помощью модуля «Надежность» были рассчитаны показатели надежности теплоснабжения потребителей. Результаты расчета приведены в Главе 11 «Оценка надежности теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Одним из самых распространенных способов повышения надежности теплоснабжения является резервирование участков, суммы участков, магистральных выводов или насосных агрегатов, секционирующих задвижек и т.д.

Нормативные требования к надежности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

Так, согласно п.6.33 СНиП «Тепловые сети» резервирование должно предусматриваться следующими способами:

- Организация совместной работы нескольких источников теплоты на единую систему транспортирования теплоты;
- Резервирование тепловых сетей смежных районов.

При этом допускается не резервировать участки наземной прокладки протяженностью до 5 км, а также по тепловым сетям, прокладываемым в тоннелях и проходных каналах.

В 2021 году для контроля гидравлических режимов тепловых сетей и оценки фактической работы системы теплоснабжения на тепловых сетях от УТ-150 по улице Ларионова были установлены приборы учета тепловой энергии и КИП.

В ходе анализа показаний были выявлены факты несанкционированного слива теплоносителя на ответвлении от УТ-155 в жилых домах по улице Ларионова. Факты несанкционированного слива теплоносителя были зафиксированы контролерами ООО «Энерго Ресурс», и подтверждаются актами № ____ от _____.

Ввиду наличия несанкционированного слива теплоносителя на потребителях 17, 19, 21 домов по улице Ларионова возникает нехватка тепловой энергии и разрегулировка гидравлического режима (отсутствует располагаемый напор), что подтверждается многочисленными жалобами потребителей тепловой энергии в ресурсоснабжающую организацию.

По информации от служб ПТО ООО «Энерго-Ресурс» был проведен анализ причин несанкционированного слива теплоносителя. Основными причинами была определена разрегулировка и дефекты монтажа внутренних трубопроводов систем отопления жилых домов.

В соответствии с п. 121 Постановления от 6 мая 2011 года N 354 О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов отключение потребителей тепловой энергии от системы теплоснабжения на время судебного разбирательства между потребителями и ресурсоснабжающей организацией невозможно, ввиду чего с целью обеспечения качественного теплоснабжения потребителей тепловой энергии по улице Ларионова рекомендуется увеличить подачу тепловой энергии на :

- Проведение гидравлических расчетов с разработкой мероприятий по увеличению расходов и располагаемых напоров на теплосети от УТ-155 – ж.д. ул. Ларионова д. 21.

- Организовать подключение концевых потребителей тепловой энергии направления по ул. Ларионова от тепловой сети УТ-156 – ж.д. ул. Ларионова д. 21 путем строительства переемычки.

Окончательный выбор мероприятия по увеличению подачи объемов теплоносителя потребителям от УТ-155 осуществляет ресурсоснабжающая организация по результатам гидравлических расчетов и оценки возможности регулировки тепловых сетей по временной схеме.

Для обеспечения нормативной надежности необходимо провести мероприятия по реконструкции участков тепловых сетей, указанных в п. 8.7.

8.6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

При ожидаемых в перспективе нагрузках некоторые участки тепловых сетей будут иметь дефицит по пропускной способности (при допустимых скоростях истечения теплоносителя и нормативных удельных линейных потерях), вследствие чего данным проектом предусмотрена реконструкция некоторых теплотрасс с увеличением диаметров трубопроводов. Перечень таких участков тепловых сетей приведен в таблице 8.6.1. Реализация данного мероприятия позволит в полном объеме обеспечить качественным теплоснабжением абонентов, с учетом перспективы развития города.

Таблица 8.6.1 Перечень участков тепловых сетей, подлежащих реконструкции с увеличением диаметров трубопроводов

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Ду подающего тр-да, мм	Ду обратного тр-да, мм	Перспективный диаметр подающего тр-да, мм	Перспективный диаметр обратного тр-да, мм	Стоимость перекладки (с учетом демонтажа старых труб), тыс. руб (с НДС)
Котельная № 2	УТ-77	41	300	300	400	400	2454,18
Котельная № 2	УТ-75	280	300	300	400	400	16084,71
	УТ-77	17	300	300	400	400	1017,59
	УТ-77а	18	300	300	400	400	1077,45
	УТ-76	72	300	300	400	400	4309,78
	УТ-76в	132	300	300	400	400	7901,27
Итого							32 844,98

8.7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В Главе 11 представлен расчет нормативных показателей надежности участков тепловых сетей. На основании данных расчетов сформированы мероприятия по замене наименее надежных участков тепловых сетей. Проведение данных мероприятий позволит повысить надежность работы системы теплоснабжения и исключить аварийные ситуации на теплотрассах, возникающие из-за прорывов трубопроводов в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

Полный перечень тепловых сетей, запланированных к перекладке приведен в табл. 8.7.1.

Таблица 8.7.1 Объемы реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Окончание срока эксплуатации (+25 лет)	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.	Год проведения реконструкции
Котельная ДРСУ	УТ-3	Гараж №1	22	1988	2013	50	290,31	2023
Котельная ДРСУ	УТ-5	Гараж №3	28	1988	2013	50	369,48	2023
Котельная ДРСУ	УТ-5	ул. Сосновая 9	71	1988	2013	50	936,90	2023

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Окончание срока эксплуатации (+25 лет)	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.	Год проведения реконструкции
Котельная ДРСУ	УТ-6	ул. Сосновая 19	12	1988	2013	50	158,35	2023
Котельная ДРСУ	УТ-7	ул. Сосновая 15	6	1988	2013	50	79,17	2023
Котельная ДРСУ	УТ-7	ул. Сосновая 21	65	1988	2013	50	857,73	2023
Котельная ДРСУ	УТ-2	Гараж №2	89	1988	2013	65	1268,46	2023
Котельная ДРСУ	УТ-1	УТ-5	89	1988	2013	65	1268,46	2023
Котельная ДРСУ	УТ-3	УТ-4	16	1988	2013	100	272,26	2023
Котельная ДРСУ	УТ-2	УТ-3	35	1988	2013	100	595,57	2023
Котельная ДРСУ	ДРСУ	УТ-2	35	1988	2018	100	595,57	2023
Котельная ДРСУ	ДРСУ	УТ-1	12	1988	2018	100	204,20	2023
Котельная ДРСУ	УТ-1	УТ-6	118	1988	2018	100	2007,94	2023
Котельная ДРСУ	УТ-6	УТ-7	46	1988	2018	100	782,75	2023
Котельная ДРСУ	УТ-4	Административное здание	5	1988	2013	50	65,98	2023
Котельная ул. Цветкова	УТ-1	Частный жилой дом	70	2003	2028	32	1141,22	2028
Котельная ул. Цветкова	УТ-2	ул. Цветкова, 47а	15	1988	2013	32	197,94	2023
Котельная ул. Цветкова	УТ-3	ул. Цветкова, 43а	30	1988	2013	40	395,87	2023
Котельная ул. Цветкова	УТ-3	ул. Цветкова, 43	8	1988	2013	50	105,57	2023
Котельная ул. Цветкова	УТ-2	УТ-3	70	1988	2013	80	1099,51	2023
Котельная ул. Цветкова	УТ-1	УТ-2	5	1988	2013	80	78,54	2023
Котельная ул. Цветкова	Котельная на ул. Цветкова	УТ-1	8	1988	2013	80	125,66	2023
Котельная ул. Заозерная	2	б/н	45	1988	2013	50	593,81	2023
Котельная ул. Заозерная	1	АПС (тех. здан.)	58	1988	2013	50	765,36	2023
Котельная ул. Заозерная	Котельная на ул. Заозерная	База отдыха	106	1988	2013	50	1398,75	2023
Котельная ул. Заозерная	ул. Заозерная, 10	2	46	1988	2013	50	607,01	2023
Котельная ул. Заозерная	2	1	34	1988	2013	80	534,05	2023
Котельная ул. Заозерная	1	АПС (осн. здан.)	16	1988	2013	100	272,26	2023
Котельная ул. Заозерная	Котельная на ул. Заозерная	1	66	1988	2013	100	1123,08	2023
Котельная ДДИ	ТК-6	ТК-8	76	1988	2013	125	1561,31	2023
Котельная ДДИ	ТК-8	корпус №1	27	1988	2013	80	424,09	2023
Котельная ДДИ	ТК-8	ТК-9	31	1988	2013	100	527,51	2023
Котельная ДДИ	ТК-9	корпус №2	16	1988	2013	80	251,32	2023
Котельная ДДИ	ТК-9	корпус №3	111	1988	2013	80	1743,50	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-154	ж/д ул. Инженерная д.26	32	1997	2022	70	437,69	2022
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Инженерная д.26	ж/д ул. Инженерная д.28	62	1997	2022	50	785,16	2022
Котельная №1, Котельная №2	УТ-24	УТ-22	94	1997	2022	300	5399,87	2022

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Окончание срока эксплуатации (+25 лет)	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.	Год проведения реконструкции
Котельная №1, Котельная №3	УТ-22	УТ-20а	70	1997	2022	400	5560,19	2022
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29д	КШИ - учебный корпус	43	1991	2016	100	762,44	2024
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ленинградская д.22	8	1993	2018	80	130,94	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-99а	ж/д ул. Гоголя д.46	18	1993	2018	80	294,60	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-103	ООО "Приозерский Хлебокомбинат"	23	1993	2018	50	316,25	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-60	ж/д ул. Красноармейская д.6	30	1993	2018	80	491,01	2024
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ленинградская д.22	ИФНС	56	1993	2018	50	770,00	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-99б	ж/д ул. Ленинградская д.22	54	1993	2018	100	957,48	2024
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Инженерная д.8	9	1995	2020	50	123,75	2024
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Инженерная д.6	9	1995	2020	50	123,75	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-20а	ж/д ул. Ленина д.28	22	1995	2020	80	360,07	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-151	ООО "Гранат"	28	1995	2020	50	385,00	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-82	УТ-85г	24	1995	2020	150	569,20	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-100а	ж/д ул. Гоголя д.52	32	1995	2020	100	567,39	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-57а	ж/д ул. Калинина д.32а	37	1995	2020	70	549,49	2024
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Инженерная д.6	ж/д ул. Инженерная д.8	40	1995	2020	100	709,24	2024
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ларионова д.18	ж/д ул. Ларионова д.20	60	1995	2020	80	982,02	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-100а	ж/д ул. Гоголя д.50	56	1995	2020	100	992,94	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-100	УТ-100а	41	1995	2020	200	1725,21	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-121	ж/д ул. Ленина д.60а	74	1995	2020	80	1211,15	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-99	ж/д ул. Гоголя д.48	91	1995	2020	100	1613,53	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-97в	УТ-97	80	1995	2020	250	4371,96	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-9	Колледж - общежитие	114	1995	2020	150	2703,71	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-98	УТ-97в	103	1995	2020	250	5628,90	2024
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Калинина д.43	7	1997	2022	80	109,95	2023
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Калинина д.41	8	1997	2022	80	125,66	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-3в	ж/д ул. Калинина д.49	15	1997	2022	80	235,61	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-30а	УТ-30	8	1997	2022	250	419,57	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-36	ж/д ул. Калинина д.45	20	1997	2022	80	314,14	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-64	УТ-65	18	1997	2022	150	409,70	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-36	ж/д ул. Калинина д.43	20	1997	2022	150	455,22	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29	УТ-29а	21	1997	2022	250	1101,38	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-67	УТ-67а	30	1997	2022	150	682,83	2023

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Окончание срока эксплуатации (+25 лет)	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.	Год проведения реконструкции
Котельная №1, Котельная №2	УТ-66	УТ-67	31	1997	2022	150	705,59	2023
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Калинина д.11	УТ-64	36	1997	2022	150	819,39	2023
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Калинина д.43	ж/д ул. Калинина д.41	42	1997	2022	150	955,96	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-27	УТ-27а	33	1997	2022	250	1730,74	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-27а	УТ-28	33	1997	2022	250	1730,74	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-15	УТ-16	28	1997	2022	400	2317,49	2023
Котельная №1, Котельная №2	УТ-21	УТ-20а	30	1997	2022	400	2695,97	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-65	УТ-66	54	1997	2022	150	1334,50	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29а	УТ-30а	40	1997	2022	250	2277,79	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-19	УТ-18	36	1997	2022	400	3235,17	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-18	УТ-17	36	1997	2022	400	3235,17	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-22	УТ-21	40	1997	2022	400	3594,63	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-16	УТ-17	46	1997	2022	400	4133,83	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-3	УТ-36	83	1997	2022	150	2051,17	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-36	УТ-3в	116	1997	2022	80	1978,30	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-24	УТ-26	64	1997	2022	250	3644,46	2025
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Калинина д.41	ж/д ул. Калинина д.47	135	1997	2022	100	2494,23	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29	УТ-28	95	1997	2022	250	5409,75	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-20а	УТ-20	80	1997	2022	400	7505,59	2026
Котельная №1, Котельная №2	УТ-20	УТ-19	81	1997	2022	400	7599,41	2026
Котельная №1, Котельная №2	УТ-24	УТ-22	94	1997	2022	300	6378,03	2026
Котельная №1, Котельная №2	УТ-14а	УТ-14	85	1997	2022	400	7974,69	2026
Котельная №1, Котельная №2	УТ-26	УТ-27	114	1997	2022	250	6491,70	2025
Котельная №1, Котельная №2	УТ-14	УТ-15	97	1997	2022	400	9100,53	2026
Котельная №1, Котельная №2	УТ-14а	УТ-98	163	1997	2022	250	9690,40	2026
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ООО "ПриИСК"	8	1998	2023	80	130,94	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-74б	ж/д ул. Гоголя д.7	20	1998	2023	100	354,62	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29	РЭС хоз.зд.	25	1998	2023	50	343,75	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-20	ул. Ленина д.30а	38	1998	2023	100	673,78	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-74а	ж/д ул. Гоголя д.3	46	1998	2023	80	752,88	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-85а	УТ-85б	43	1998	2023	100	762,44	2024
Котельная №1, Котельная №2	ул. Ленина д.30а	ж/д ул. Ленина д.30	44	1998	2023	100	780,17	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-85б	ж/д ул. Горького д.32	48	1998	2023	100	851,09	2024

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Окончание срока эксплуатации (+25 лет)	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.	Год проведения реконструкции
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Горького д.32	ж/д ул. Горького д.26	69	1998	2023	80	1129,32	2024
Котельная №1, Котельная №2	УТ-98	ж/д ул. Гоголя д.15	101	1998	2023	100	1790,84	2024
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	АТП-1 бытовки	18	2000	2025	32	281,09	2027
Котельная №1, Котельная №2	УТ-43	ж/д ул. Привокзальная д.13	18	2000	2025	50	281,09	2027
Котельная №1, Котельная №2	УТ-18	ж/д ул. Ленина д.34	19	2000	2025	100	382,61	2027
Котельная №1, Котельная №2	УТ-17	ж/д ул. Ленина д.36	22	2000	2025	80	408,94	2027
Котельная №1, Котельная №2	УТ-32	ж/д ул. Ленина д.16	27	2000	2025	50	421,63	2027
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	АТП-1	33	2000	2025	50	515,33	2027
Котельная №1, Котельная №2	УТ-61	ж/д ул. Красноармейская д.8	33	2000	2025	80	613,41	2027
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29р	ООО "Галион"	56	2000	2025	80	1040,94	2027
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	СПК	69	2000	2025	80	1282,58	2027
Котельная №1, Котельная №2	УТ-33	Гараж МВД	7	2001	2026	50	104,71	2026
Котельная №1, Котельная №2	УТ-32а	Гараж МВД	19	2002	2027	80	353,17	2027
Котельная №1, Котельная №2	Гараж МВД	ОВО	21	2002	2027	50	327,94	2027
Котельная №1, Котельная №2	УТ-11	Колледж	95	2002	2027	100	1913,06	2027
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ларионова д.12	7	2003	2028	50	114,12	2028
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ларионова д.14	7	2003	2028	50	114,12	2028
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ларионова д.16	7	2003	2028	50	114,12	2028
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ларионова д.18	7	2003	2028	50	114,12	2028
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ларионова д.2	9	2003	2028	50	146,73	2028
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ларионова д.4	9	2003	2028	50	146,73	2028
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ларионова д.6	9	2003	2028	50	146,73	2028
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ларионова д.8	9	2003	2028	50	146,73	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-35	ж/д ул. Ленина д.10	13	2003	2028	200	648,59	2028
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ларионова д.14	ж/д ул. Ларионова д.16	29	2003	2028	80	562,77	2028
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ларионова д.12	ж/д ул. Ларионова д.14	30	2003	2028	80	582,18	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-32	УТ-32а	20	2003	2028	200	997,83	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-36	УТ-37	20	2003	2028	200	997,83	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ -35	Администрация района	31	2003	2028	50	505,40	2028
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ларионова д.6	ж/д ул. Ларионова д.8	29	2003	2028	100	609,68	2028
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ларионова д.2	ж/д ул. Ларионова д.4	30	2003	2028	100	630,70	2028
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ларионова д.4	ж/д ул. Ларионова д.6	30	2003	2028	100	630,70	2028

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Окончание срока эксплуатации (+25 лет)	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.	Год проведения реконструкции
Котельная №1, Котельная №2	УТ-39	УТ-40	22	2003	2028	200	1097,62	2028
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ларионова д.16	ж/д ул. Ларионова д.18	35	2003	2028	80	679,21	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-34	УТ-35	33	2003	2028	200	1646,42	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-156	ж/д ул. Ларионова д.2	48	2003	2028	100	1009,13	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-32а	УТ-33	36	2003	2028	200	1796,10	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-31	УТ-32	38	2003	2028	200	1895,88	2028
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ленина д.10	УТ-36	39	2003	2028	200	1945,77	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-33	УТ-34	42	2003	2028	200	2095,45	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-38	УТ-39	61	2003	2028	200	3043,39	2028
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Ларионова д.8	ж/д ул. Ларионова д.12	90	2003	2028	100	1892,11	2028
Котельная №1, Котельная №2	УТ-37	УТ-38	66	2003	2028	200	3292,85	2028
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Гагарина д.16-2	8	2004	2029	80	162,08	2029
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Гагарина д.16-1	8	2004	2029	80	162,08	2029
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Гагарина д.16-3	8	2004	2029	80	162,08	2029
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Ленинградская д.24	10	2004	2029	100	219,49	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-102	УТ-103	14	2004	2029	100	307,28	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-130	ж/д ул. Ленина д.62а	17	2004	2029	80	344,42	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-26	ж/д ул. Красноармейская д.13	18	2004	2029	80	364,68	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-96г	ж/д ул. Гоголя д.30	18	2004	2029	150	528,44	2029
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ППЖТ	30	2004	2029	80	607,80	2029
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Гагарина д.16-3	Приозерское ПО	37	2004	2029	50	629,76	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-101	ж/д ул. Гагарина д.16-3	60	2004	2029	100	1316,91	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-7	УТ-8	26	2004	2029	500	3428,14	2029
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Гагарина д.16	УТ-101	53	2004	2029	150	1555,97	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-3	УТ-3а	30	2004	2029	500	3955,54	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-101	УТ-102	62	2004	2029	150	1820,19	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-8	УТ-9	36	2004	2029	500	4746,65	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-4	УТ-5	40	2004	2029	500	5274,06	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-2	УТ-3	56	2004	2029	500	7383,68	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-6	УТ-7	61	2004	2029	500	8042,94	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-9	УТ-11	104	2004	2029	500	14315,90	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-96б	УТ-96г	193	2004	2029	150	5666,08	2029
Котельная №1, Котельная №2	УТ-3а	УТ-4	115	2004	2029	500	15830,09	2030

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Окончание срока эксплуатации (+25 лет)	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.	Год проведения реконструкции
Котельная №1, Котельная №2	УТ-5	УТ-6	123	2004	2029	500	16931,31	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-1	УТ-2	130	2004	2029	500	17894,88	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-28а	Дом творчества молодежи	11	2005	2030	80	232,66	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-99б	КНС №4	18	2005	2030	50	319,85	2030
Котельная №1, Котельная №2	ул. Калинина д.20а	ж/д ул. Калинина д.20	19	2005	2030	50	337,62	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-21	ж/д ул. Ленина д.26	22	2005	2030	80	465,33	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-28а	Гараж РЭС	25	2005	2030	50	444,24	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-74в	ж/д ул. Гоголя д.5	25	2005	2030	80	528,78	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-28а	Городошный корт	27	2005	2030	50	479,77	2030
Котельная №1, Котельная №2	Ввод	ж/д ул. Гоголя д.11	40	2005	2030	65	767,69	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-99	УТ-99б	29	2005	2030	150	888,84	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-99б	ж/д ул. Гоголя д.43	42	2005	2030	80	888,35	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-65	Новый рынок	47	2005	2030	50	835,16	2030
Котельная №1, Котельная №2	ул. Гагарина д.1а (бойлерная)	УТ-104а	35	2005	2030	200	1903,25	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-1а	ул. Гагарина д.1а (бойлерная)	35	2005	2030	200	1903,25	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-4	ж/д ул. Калинина д.20а	57	2005	2030	65	1093,96	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-85г	ж/д ул. Чапаева д.28	59	2005	2030	80	1247,93	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-74в	ж/д ул. Гоголя д.9	55	2005	2030	100	1260,28	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-85г	ж/д ул. Чапаева д.26	78	2005	2030	100	1787,31	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-131	ж/д ул. Гагарина д.12	88	2005	2030	80	1861,32	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-1	УТ-1а	66	2005	2030	200	3588,99	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-28	УТ-28а	80	2005	2030	125	2213,12	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-85г	ж/д ул. Гоголя д.11	119	2005	2030	100	2726,80	2030
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29е	Мастерские	7	2006	2031	50	124,39	2031
Котельная №1, Котельная №2	Ввод	ж/д ул. Привокзальная д.5	7	2006	2031	80	148,06	2031
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	Военкомат	10	2006	2031	50	177,69	2031
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Красноармейская д.5	ж/д ул. Портовая д.7	9	2006	2031	150	275,85	2031
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	ж/д ул. Красноармейская д.5	18	2006	2031	80	380,72	2031
Котельная №1, Котельная №2	Врезка в магистраль	УТ-44	14	2006	2031	125	387,30	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-96а	ж/д ул. Гоголя д.42а	19	2006	2031	40	337,62	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-59а	ж/д ул. Красноармейская д.7	19	2006	2031	65	364,65	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29д	УТ-29е	23	2006	2031	80	486,48	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-96	ж/д ул. Гоголя д.42	22	2006	2031	100	504,11	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-94	ж/д ул. Гоголя д.40	28	2006	2031	80	592,24	2031

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Окончание срока эксплуатации (+25 лет)	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.	Год проведения реконструкции
Котельная №1, Котельная №2	УТ-94	ж/д ул. Гоголя д.38	28	2006	2031	80	592,24	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-96	УТ-95	20	2006	2031	200	1087,57	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-59	УТ-59а	22	2006	2031	200	1196,33	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-42	УТ-43	22	2006	2031	200	1196,33	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29е	ул. Маяковского д.34 (КШИ)	37	2006	2031	80	782,60	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-44	ж/д ул. Привокзальная д.7	30	2006	2031	125	829,92	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-41	УТ-42	31	2006	2031	200	1685,74	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-53	УТ-53а	23	2006	2031	350	2563,45	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-6а	Пенсионный фонд	54	2006	2031	50	959,55	2031
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Красноармейская д.5	УТ-59б	39	2006	2031	150	1195,34	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-92	ж/д ул. Суворова д.35	55	2006	2031	80	1163,32	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29е	КШИ - спальный корпус, столова	59	2006	2031	80	1247,93	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-95	УТ-94	39	2006	2031	200	2120,77	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29е	Гаражи	65	2006	2031	50	1155,01	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-12	УТ-49	31	2006	2031	350	3455,08	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-51	УТ-52	31	2006	2031	350	3455,08	2031
Котельная №1, Котельная №2	ж/д ул. Привокзальная д.7	ж/д ул. Привокзальная д.9	66	2006	2031	100	1512,34	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-96а	УТ-96	50	2006	2031	200	2718,93	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29в	УТ-29б	39	2006	2031	250	2754,36	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-52	УТ-53	36	2006	2031	350	4012,36	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-43	УТ-43а	58	2006	2031	200	3153,96	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-40	УТ-41	59	2006	2031	200	3208,34	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-59а	Врезка ул. Портовая д.1	62	2006	2031	200	3371,48	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-54а	УТ-54	47	2006	2031	300	3788,43	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-11	ЦРБ - лечебно-хирургический корпус	94	2006	2031	100	2153,94	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-57в	ж/д ул. Калинина д.27а	74	2006	2031	150	2268,08	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29б	УТ-29	57	2006	2031	250	4025,60	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-124	Детский сад №5 (ГВС)	118	2006	2031	32	2096,79	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-43а	ж/д ул. Привокзальная д.5	86	2006	2031	150	2635,87	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-124	Детский сад №5 (СО)	122	2006	2031	80	2580,46	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-94	УТ-92	81	2006	2031	200	4404,67	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29г	УТ-29д	125	2006	2031	125	3458,00	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-49	УТ-51	74	2006	2031	350	8247,62	2031
Котельная №1, Котельная №2	ТК-1	Врезка ул. Портовая д.1	120	2006	2031	150	3677,96	2031

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Окончание срока эксплуатации (+25 лет)	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.	Год проведения реконструкции
Котельная №1, Котельная №2	ТК-1	ж/д ул. Красноармейская д.5	120	2006	2031	150	3677,96	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-11	УТ-12	78	2006	2031	350	8693,44	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-29г	УТ-29в	93	2006	2031	250	6568,09	2031
Котельная №1, Котельная №2	УТ-53а	УТ-54а	106	2006	2031	300	8544,11	2031
Котельная №1, Котельная №2	Здание кот. 3МКР	УТ-29г	266	2006	2031	250	18786,15	2031
Всего по Котельной ДРСУ			649				9753,14	
Всего по Котельной ул. Цветкова			206				3144,30	
Всего по Котельной ул. Заозерная			371				5294,32	
Всего по Котельной ДДИ			261				4507,73	
Всего по Котельной №1, Котельной №2			9603				456790,83	
ИТОГО							479490,32	

Стоимость работ по техническому обследованию и паспортизации тепловых сетей, а также кадастрированию земельных участков под ними оценивается в 38,05 млн.руб. без НДС в ценах 2022-2028 гг.

Исходя из соображений естественного обновления оборудования передачи тепловой энергии, впоследствии, необходимо реконструировать ежегодно не менее 57% тепловых сетей в год. Последовательность замены участков следует выбирать исходя из многолетних наблюдений по количеству отказов на конкретных участках тепловых сетей. В первую очередь реконструкции подлежат участки теплосетей с наибольшей интенсивностью отказов и наибольшим сроком эксплуатации.

Ремонт тепловых камер

Актуализированной схемой теплоснабжения Приозерского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области предусматривается мероприятие по ремонту тепловых камер в г. Приозерске. Все тепловые камеры находятся в эксплуатационной ответственности ООО «Энерго-Ресурс», общее количество камер составляет 195 шт. На сегодняшний день было проведено обследование ряда тепловых камер, их перечень с указанием параметров и состояния приведен в таблице 8.7.2.

Таблица 8.7.2 Перечень тепловых камер

№	№ УТ (адрес)	размеры, м.			Кол.во люков, шт.	тип запорной арматуры	диаметр, кол-во запорной арматуры	состояние уд/неуд (ремонт)	Реестровый номер	Примечание
		a	b	H						
1	УТ-1	9	4,5	2,8	2	шаровая	Ду 200 - 2 шт Ду 500 - 2 шт Ду 100 - 1 шт	уд (2015г)	1489	
2	УТ-2 (КНС)	4,1	3,8	2,0	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1489	
3	УТ-3	3,2	2,8	2,8	1	шаровая	Ду 200 - 2 шт	уд	1489	
4	УТ-3б (ул.Калинина, д.4345)	3,0	3,0	1,6	1	шаровая		неуд	1489	
5	УТ-3а (ул.Калинина, д.22а)	4,5	2,7	1,9	-	шаровая	Ду 150 - 2 шт	неуд	1489	
6	УТ-4 (ул.Калинина, д.20)	4,2	3,8	1,5	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1489	
7	УТ-5 (СК Юность)	4	4,2	1,9	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	уд	1489	
8	УТ-6 (Бассейн)	4,0	4,0	1,9	1	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	уд	1489	

№	№ УТ (адрес)	размеры, м.			Кол.во люков, шт.	тип запорной арматуры	диаметр, кол-во запорной арматуры	состояние уд/неуд (ремонт)	Реестровый номер	Примечание
		а	б	Н						
9	УТ-6а (ул.Калинина, д.1618)	3,7	3,6	1,9	2	шаровая	Ду 80 - 6 шт	уд	1489	
10	УТ-7	3,9	4,3	2,7	2	шаровая	Ду 200 - 2 шт Ду 80 - 2 шт	уд (2015г)	1489	
11	УТ-7а (ул.Калинина, д.39)	2,6	2,1	1,3	1	шаровая		уд (2014г)	1489	
12	УТ-7б (ул.Речная, д.2)	3,4	3,4	1,8	2	шаровая		уд	1489	
13	УТ-8	3,2	3	2,4	2	шаровая	Ду 300 - 2 шт	уд	1489	
14	УТ-8а (ул.Калинина, д.1416)	3,0	3,0	2,0	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1489	
15	УТ-14	4,2	4,2	2,5	2	клиновья шаровая	Ду 400 - 2 шт Ду 200 - 2 шт	неуд	1462	
16	УТ-14а	4,5	4,5	2,0	2	шаровая	Ду 400 - 4 шт Ду 250 - 2 шт	уд	1462	
17	УТ-15 (ул.Ленина, д.38)	3,1	3,3	1,8	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1462	
18	УТ-16 (Школа-сад ул.Гастелло)	3,1	2,9	2	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1529	
19	УТ-17 (ул.Ленина, д.36)	3,2	3,0	2,0	2	шаровая		уд	1529	
20	УТ-18 (ул.Ленина, д.34)	2,9	4,1	2,6	2	шаровая	Ду 400 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	уд	1529	
21	УТ-19 (ул.Ленина, д.32)	2,5	2,5	1,6	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1529	
22	УТ-20 (ул.Ленина, д.30)	2,5	2,5	1,8	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1529	
23	УТ-20а (ул.Ленина, д.28)	2,5	2,5	1,3	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1529	
24	УТ-21 (ул.Ленина, д.26)	2,9	3,1	1,3	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1529	
25	УТ-22 (ул.Красноармейская, д.13)	6,0	4,8	1,7	2	шаровая	Ду 400 - 2 шт Ду 250 - 2 шт Ду 80 - 2 шт	уд (2013г)	1529	
26	УТ-24	4,2	4,2	2,0	2	шаровая	Ду 300 - 2 шт Ду 250 - 2 шт	неуд	1529	
27	УТ-25 (Соц.обеспеч)	1,5	1,5	1		шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1514	
28	УТ-26 (ул.Красноармейская, д.13)	3,1	2,7	1,5	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	неуд	1514	
29	УТ-27 (шк №5)	4,3	3,2	1,6	2	шаровая	Ду 250 - 4 шт Ду 100 - 2 шт	уд	1514	
30	УТ-28 (ФОК)	2,5	2,9	1,2	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт	неуд	1514	
31	УТ-28а (Кирха)	1,5	2,2	0,9	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	неуд	1514	
32	УТ-29 (магистр)	3,2	8,5	1,5	4	шаровая	Ду 250 - 4 шт Ду 80 - 4 шт	уд	1515	
33	УТ-29в	1,8	2,2	1,6		шаровая	Ду 100 - 2 шт Ду 80 - 2 шт Ду 50 2 шт	неуд	1515	

№	№ УТ (адрес)	размеры, м.			Кол.во люков, шт.	тип запорной арматуры	диаметр, кол-во запорной арматуры	состояние уд/неуд (ремонт)	Реестровый номер	Примечание
		а	б	н						
34	УТ-29г (ул.Маяковского д.19)	3	4	1,3	2	шаровая	Ду 250 - 2 шт Ду 150 - 2 шт Ду 100 - 2 шт Ду 80 - 2 шт	уд	1515	
35	УТ-30 (РЭС)	2,0	2,0	1,2		шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1515	
36	УТ-31 (Банк)	2,1	2,2	1,3	2	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд	1515	
37	УТ-32 (ул.Ленина д.16)	2	2	1,3	2	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1520	
38	УТ-32а (Вневед.охрана)	2,0	2,0	1,2	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1520	
39	УТ-33 (гараж УВД)	2,0	2,0	1,2	2	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1520	
40	УТ-34 (УВД)	2,4	2,8	1,2		шаровая	Ду 100 - 2 шт	неуд	1520	
41	УТ-35 (ул.Кирова д.12, 14)	2,0	2,0	1,6	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1515	
42	УТ-36 (ул.Кирова д.10)	2,0	2,0	1,2	2	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд (закр)	1515	
43	УТ-37	2,0	2,0	1,2	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт	неуд	1520	
44	УТ-37а (ул.Кирова д.6а, Ленина 8)	2	2	1	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	неуд	1520	
45	УТ-38 (ул.Кирова д.6, Ленина 4)	3	3	1,9	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1515	
46	УТ-39 (ул.Ленина д.2)	1,2	1,8	0,8	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	неуд	1520	
47	УТ-40	2,5	2,8	1,8	2	клиновья шаровая	Ду 200 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	уд	1535	
48	УТ-40а (ул.Привокзальная д.17)	1,6	1,6	0,8	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд	1535	
49	УТ-40б (Прокуратура)	1,5	1,5	0,8	-	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд	1535	
50	УТ-40в (ул.Береговая д.2)	1	1	1,2	1	шаровая	Ду 50 - 5 шт Ду 20 - 1 шт	уд	1461	
51	УТ-41 (ул.Кирова д.4)	1,5	1,5	0,9	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт Ду 40 - 2 шт	уд	1520	
52	УТ-42 (ул.Привокзальная д.15)	1,6	2,3	1,2	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд	1508	
53	УТ-43 (ул.Привокзальная д.13)	2,0	3,0	1,5	2	шаровая	Ду 200 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	уд	1507	
54	УТ-44	3	2	1,5	2	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	уд	1457	
55	УТ-54а (Д/с №1)	3	3	1,6	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1477	
56	УТ-56 (ул.Калинина, д.25, 25а)	2	2	1,5	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1477	
57	УТ-57 (ул.Калинина, д.23)	2	2	1,5	2	шаровая	Ду 200 - 2 шт	уд	1477	
58	УТ-57а (ул.Калинина, д.23а)	1,8	3	1,5	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1477	
59	УТ-57в (ул.Калинина, д.27а)	2,4	2,4	1,1	1	шаровая	Ду 150 - 2 шт	уд	1477	

№	№ УТ (адрес)	размеры, м.			Кол.во люков, шт.	тип запорной арматуры	диаметр, кол-во запорной арматуры	состояние уд/неуд (ремонт)	Реестровый номер	Примечание
		а	б	н						
60	УТ-58 (ул.Калинина д.19, 21)	2	2	1,3	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1477	
61	УТ-59	4	4	2,1	2	шаровая	Ду 250 - 2 шт Ду 200 - 2 шт	неуд	1495	
62	УТ-59а (ул.Красноармейская д.7)	3	2	1,2	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1477	
63	УТ-59б (ул.Красноармейская д.3/1)	2	3	1,3	2	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 80 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	неуд	1477	
64	УТ-59в (ул.Красноармейская д.3/2)	3	4	1	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	неуд		
65	УТ-12 (ЦРБ гл.корпус)	3	3	2,9	2	шаровая	Ду 200 - 2 шт	уд	1478	
66	УТ-49 (ЦРБ роддом)	3	4	2,6	2	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1478	
67	УТ-51 (ЦРБ поликлиника)	2,2	2,2	1,8	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1478	
68	УТ-52 (СЭС, гаражи)	2,2	2,2	1,5	2	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1478	
69	УТ-53 (ЦРБ мастерские)	2,2	2,2	1,5	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	уд	1478	
70	УТ-53а (ЦРБ пищеблок)	2,2	2,2	1,8	2	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1478	
71	ТК-53в (морг)	3,5	3,0	1,6	1	шаровая	Ду 50 - 4 шт	неуд	1478	
72	ТК-53г (ЦРБ дневн. стационар)	2	2	1,1	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	уд	1478	
73	УТ-54 (школа №4)	3,3	3,0	2,1	2	шаровая	Ду 250 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	уд	1477	
74	УТ-61 (ул.Красноармейская, д.8)	3	3	1,6	2	шаровая	Ду - 80 - 2 шт	уд	1466	
75	УТ-60 (ул.Красноармейская, дб)	2,0	2,0	1,6	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1466	
76	УТ-62 (ул.Калинина, д.15)	2	2	0,7	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1489	
77	УТ-63а	2	1,8	1,5	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1489	
78	УТ-63 (ул.Калинина, д.13)	2(3)	2(2)	1,8	3	шаровая	Ду 200 - 2 шт Ду 80 - 2 шт	уд	1514	сдвоенная
79	УТ-64 (ККЗ)	2,0	2,0	1,8	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1514	под плиткой
80	УТ-66 (ул.Исполкомовская, д.б)	2	2	1,3	2	шаровая	Ду 100 - 3 шт	неуд		
81	УТ-67 (ул.Советская, д9)	2,8	3	1,6	2	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	уд		
82	УТ-67а (гаражи)	1,0	1,5	0,8	2	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд		
83	УТ-68 (ул.Калинина, д.9 и ул.Комсомольская, д.3)	2,8	3	1,5	2	шаровая	Ду 80 - 6 шт	неуд		

№	№ УТ (адрес)	размеры, м.			Кол.во люков, шт.	тип запорной арматуры	диаметр, кол-во запорной арматуры	состояние уд/неуд (ремонт)	Реестровый номер	Примечание
		a	b	H						
84	УТ-68а (ул.Советская д.12)	3	2,3	1,1	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт Ду 80 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	неуд		
85	УТ-68б (ул.Советская д.9)	1	1	1	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд		
86	УТ-68в (ул.Советская д.11)	1	1	1	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд		
87	УТ-68г (Благоустр)	2,6	1,8	1	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд		
88	УТ-68д (ул.Советская д.18)	1	1	1	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд		
89	УТ-68е (Гостиница)	1	1	1	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд		
90	УТ-73	1,8	1,8	1,8	1	шаровая	Ду 150 - 2 шт	уд	1529	
91	УТ-73а (магистр.у соц.обесп)	2,2	2,2	1,4	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1529	
92	УТ-73б (ул.Красноармейская д.17, 19)	2,1	2,1	1,1	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт Ду 80 - 2 шт	неуд	1529	
93	УТ-74 (Красноармейская 21)	2,8	2,8	1,5	2	шаровая	Ду 300 - 2 шт Ду 100 - 6 шт	неуд	1529	
94	УТ-74а (ул.Гоголя д.1)	3	3	1,1	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1529	
95	УТ-74б (ул.Гоголя д.7)	3,5	3,5	1,1	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	уд	1529	
96	УТ-74в (Гоголя 5, 9)	3,5	5,5	2	2	шаровая	Ду 100 - 4 шт Ду 80 - 2 шт	уд	1529	
97	УТ-75 (ул.Суворова, Дзерж.)	3,3	3,3	1,2	2	шаровая	Ду 300 - 2 шт	уд	1529	
98	УТ-76 (ул. Песочная)	3	2	1,5	2	шаровая	Ду 125 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	уд	1529	
99	УТ-76а	3	3	2,0		шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1529	
100	УТ-76б (Пожарная часть)	3	2	1,5	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт Ду 80 - 2 шт	неуд	1529	
101	УТ-76в	1,5	1,5	1,2	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	уд	1529	
102	УТ-76г	2	2	1,2	2	шаровая	Ду 50 - 4 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1529	
103	УТ-79 (ул.Чапаева д.20, 22)	1,5	1,5	1,2	2	шаровая	Ду 80 - 4 шт	уд	1531, 1532	
104	УТ-82 (магистр)	3	2	1,2	2	шаровая	Ду 300 - 2 шт Ду 150 - 2 шт	уд	1517	
105	УТ-83 (ул.Гоголя д.28)	3,2	3,4	1,5	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт		1524	
106	УТ-84 (ул.Чапаева д.34)	2,5	2,5	1,5	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1452	
107	УТ-85 (ул. Суворова гаражи)	2,5	2,5	1,4	2	шаровая	Ду 300 - 4 шт Ду 200 - 2 шт	неуд	1519	
108	УТ-85а (ул. Горького д.32)	1,5	1,5	1,2	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1451	

№	№ УТ (адрес)	размеры, м.			Кол.во люков, шт.	тип запорной арматуры	диаметр, кол-во запорной арматуры	состояние уд/неуд (ремонт)	Реестровый номер	Примечание
		a	b	H						
109	УТ-85б	2	2	1,2	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1451	
110	УТ-89 (ул.Гоголя, д.34)	1,5	1,5	1,2	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1485	
111	УТ-88 (ул.Суворова, д.29)	2,2	2,7	1,2	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд		
112	УТ-87 (ул. Чапаева д.37 "Водолей")	4,2	3,6	1,7	2	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	неуд		
113	УТ-87б (ул.Чапаева, д37)	2,2	2,3	1,5	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд		
114	УТ-86 (ул. Суворова д.34)	3	2,7	1,2	2	шаровая	Ду 200 - 4 шт	уд		
115	УТ-86а (ул.Суворова, д.40,42)	2,7	2,6	1,3	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд		
116	УТ-90 (ул.Суворова, д.31)	3,4	3,0	1,3	2	шаровая	Ду 150 - 4 шт Ду 100 - 2 шт Ду 70 - 2 шт	уд	1467	
117	УТ-11	6,0	6,0	2,5	2	шаровая	Ду 500 - 2 шт Ду 400 - 4 шт Ду 150 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	уд (2015г)	1489	
118	УТ-92 (ул.Суворова, д.33)	2,9	2,7	1,5	2	шаровая	Ду 80 - 4 шт	неуд	1470	
119	УТ-97	4,6	4,4	1,5	2	шаровая	Ду 250 - 2 шт Ду 150 - 2 шт	уд	1488	
120	УТ-97а (ул.Северопарковая, д.3)	1,6	1,6	1,4	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1488	
121	УТ-97б (Школа 1)	4,6	4,4	1,5	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1488	
122	УТ-97в					шаровая	Ду 100 - 2 шт		1488	
123	УТ-98 (ул.Гоголя, д.15)	3,7	3,7	1,5	2	шаровая	Ду 125 - 2 шт	уд	1484	
124	УТ-98а (ТЦ)	4,0	4,0	1,4	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1488	
125	УТ-100	3,6	3,7	1,5	2	шаровая	Ду 200 - 2 шт Ду 125 - 2 шт	неуд	1488	
126	УТ-100а (ул.Гоголя, д.52)	2,8	2,8	1,6	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1600	
127	УТ-101	2,9	3,1	1,2	1	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	неуд	1480	
128	УТ-103 (ул.Гагарина, д.18)	2,5	3,0	1,8	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	уд	1481	
129	УТ-104	2,3	1,6	1,7	2	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 80 - 2 шт	неуд	1462	
130	УТ-105	5,2	2,5	1,6	2	шаровая	Ду 80 - 4 шт	неуд	1522	
131	УТ-106	2,8	3,6	1,6	2	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 80 - 2 шт Ду 50 - 2 шт	неуд	1522	

№	№ УТ (адрес)	размеры, м.			Кол.во люков, шт.	тип запорной арматуры	диаметр, кол-во запорной арматуры	состояние уд/неуд (ремонт)	Реестровый номер	Примечание
		а	б	Н						
132	УТ-99а (ул.Гоголя, д.46)	2,9	3,4	1,5	2	шаровая		уд	1488	
133	УТ-99 (ул.Гоголя, д.48)	2,0	1,5	1,5	2	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	уд	1488	
134	УТ-99б (ул.Гоголя, д.43 и ул.Ленинградская, д.22)	2,6	2,2	1,5	2	шаровая	Ду 100 - 4 шт Ду 80 - 2 шт	уд	1505, 1482	
135	УТ-96а	4,0	3,5	1,1	2	клиновья шаровая шаровая	Ду 200 - 2 шт Ду 250 - 2 шт Ду 20 - 2 шт	уд	1488	
136	УТ-96б (ул.Гоголя, д.30)	2,4	3,2	1,5	2	шаровая	Ду 150 - 2 шт	уд	1488	
137	УТ-96в (ул.Гоголя, д.35-37)	3,6	3,0	1,5	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт Ду 50 - 4 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1488	
138	УТ-96 (ул.Гоголя, д.42)	3,2	2,7	1	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1488	
139	УТ-95 (ул.Гоголя, д.32)	3,5	3,0	1,7	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1475	
140	УТ-94 (ул.Гоголя, д.40-38)	3,0	2,9	1,7	2	шаровая	Ду 80 - 4 шт	уд	1473, 1472	
141	УТ-9 (ул.Чапаева, д.21)	3,4	3,4	2,3	2	шаровая	Ду 80 - 2 шт	уд	1489	
142	УТ-85в	3,6	4,2	1,4	2	шаровая	Ду 300 - 4 шт Ду 200 - 2 шт Ду 15 - 2 шт	неуд		
143	УТ-129а (ул.Ленина, д.44)	1	1	0,8	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1501	
144	УТ-129 (ул.Ленина, д.46)	1	1	0,8	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1501	
145	УТ-127 (ул.Ленина, д.48)	1	1	0,8	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд	1501	
146	УТ-126 (ул.Ленина, д.50)	1	1	0,8	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1501	
147	УТ-125 (ул.Ленина, д.52)	1	1	0,8	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1501	
148	УТ-124 (ул.Ленина, д.54, Д/с№5)	3,3	3,0	1,6	2	шаровая	Ду 100 - 2 шт Ду 50 - 1 шт Ду 40 - 2 шт Ду 32 - 1 шт	уд	1501	
149	УТ-123 (ул.Ленина, д.56)	1	1	0,8	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1501	
150	УТ-122 (ул.Ленина, д.58)	1	1	0,8	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1501	
151	УТ-121 (ул.Ленина, д.60, 60а)	1,7	1,3	0,8	1	шаровая		уд	1501	
152	УТ-120 (ул.Ленина, д.62)	1	1	0,8	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1501	
153	УТ-119	3,8	3,8	1,7	2	шаровая	Ду 200 - 4 шт	неуд	1501	
154	УТ-131 (ул.Ленина, д.64)	1	1	0,8	1	шаровая		уд	1501	

№	№ УТ (адрес)	размеры, м.			Кол.во люков, шт.	тип запорной арматуры	диаметр, кол-во запорной арматуры	состояние уд/неуд (ремонт)	Реестровый номер	Примечание
		а	б	н						
155	УТ-130 (ул.Ленина, д.62)	3,5	4,4	1,3	4	шаровая	Ду 100 - 2 шт Ду 80 - 2 шт	уд	1501	
156	УТ-131а (ул.Гагарина, д.12)	1,7	1,3	1,8	1	шаровая	Ду 80 - 2 шт	неуд	1501	
157	УТ-132 (ул.Гагарина, д.715)	1,8	1,4	1,4	1	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1459	
158	УТ-133 (ул.Ленина, д.66)	1,2	1,2	1	1	шаровая	Ду 40 - 2 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1522	
159	УТ-134 (ул.Ленина, д.68)	1,2	1,2	0,8	1	шаровая	Ду 40 - 2 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1522	
160	УТ-135 (ул.Ленина, д.70)	1,2	1,2	0,8	1	шаровая	Ду 40 - 4 шт	уд	1522	
161	УТ-136 (ул.Ленина, д.70а)	2,3	1,3	0,9	1	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 80 - 2 шт	уд	1522	
162	УТ-137 (ул.Ленина, д.72)	1,2	1,2	0,8	1	шаровая	Ду 40 - 4 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1522	
163	УТ-138 (ул.Ленина, д.74)	1,2	1,2	0,8	1	шаровая	Ду 40 - 2 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1522	
164	УТ-139 (ул.Ленина, д.76)	1,2	1,2	0,8	1	шаровая	Ду 40 - 2 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1522	
165	УТ-141 (ДК "Карнавал" ул.Поперечная, д.4, ул.Бумажников д.14)	1,7	1,4	1,2	1	шаровая	Ду 100 - 4 шт Ду 80 - 3 шт	уд	1522	
166	УТ-142 (ул.Поперечная, д.2, ул.Бумажников д.12)	1,1	2,0	0,8	-	шаровая	Ду 100 - 2 шт	уд	1522	
167	УТ-143 (ул.Ленина, д.80)	1,4	1,2	0,8	-	шаровая	Ду 50 - 2 шт Ду 32 - 2 шт	уд	1522	
168	УТ-143а (ул.Ленина, д.82)	1,6	1,6	0,8	-	шаровая	Ду 50 - 2 шт	уд	1522	
169	УТ-150 (ул. Инженерная)	2,0	2,0	1,0	1	шаровая	Ду 150 - 2 шт Ду 100 - 2 шт	неуд	1536	
170	УТ-154 (ул.Инженерная д.24, 26)	2,5	2,0	1,2	2	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд	1513	
171	УТ-155 (ул. Ларионова)	2	2	1,2	1	шаровая	Ду 50 - 2 шт	неуд	1497	
172	УТ-156 (ул. Ларионова)	2	2	1,2	1	шаровая	Ду 80 - 4 шт	неуд	1497	
173	ТК-1.1 ул. Героя Богданова, д. 2		1	1,1	1	шаровая		уд		бетонные кольца
174	ТК-2 ул. Героя Богданова, д. 4		1	1,1	1	шаровая		уд		бетонные кольца
175	ТК-3 ул. Героя Богданова, д. 6		1,7	1,1	1	шаровая		уд		бетонные кольца
176	ТК-4 ул. Героя Богданова, д. 10, д.8		1,7	1,2	1	шаровая		уд		бетонные кольца
177	ТК-5 ул. Героя Богданова, д. 9, д.7		1,5	1,4	1	шаровая		уд		бетонные кольца
178	ТК-13 ул. Героя Богданова, д. 11, д.12	3	2,7	1,2	1	шаровая		уд		

№	№ УТ (адрес)	размеры, м.			Кол.во люков, шт.	тип запорной арматуры	диаметр, кол-во запорной арматуры	состояние уд/неуд (ремонт)	Реестровый номер	Примечание
		a	b	H						
179	ТК-14 ул. Героя Богданова, д. 13, д.14, д.15, д.16	3	2,7	1,2	1	шаровая		уд		
180	ТК-16 ул. Героя Богданова, д. 17, д.18, д.19, д.20, д.22	3	2,7	1,2	1	шаровая		уд		
181	ТК-12 ул.Литейная д. 11		1,7	1,2	1	шаровая		уд		бетонные кольца
182	ТК-10 ул.Литейная д. 13	3,3	3,0	1,2	1	шаровая		уд		
183	ТК-9 ул.Литейная д. 9		1,5	1,4	1	шаровая		уд		бетонные кольца
184	ТК-8 ул.Литейная д. 7		1,0	1,2	1	шаровая		уд		бетонные кольца
185	ТК-7 ул.Литейная д. 5а		1,7	1,2	1	шаровая		уд		бетонные кольца
186	ТК-15 ул. Героя Богданова, д. 17		1,0	1,5	1	шаровая		уд		бетонные кольца
187	ТК-34 ул. Ларионова, д. 18		1,0	0,9	1	шаровая		уд		бетонные кольца
188	ТК-33 ул. Ларионова, д. 16		1,0	0,9	1	шаровая		уд		бетонные кольца
189	ТК-32 ул. Ларионова, д. 14		1,0	0,9	1	шаровая		уд		бетонные кольца
190	ТК-31 ул. Ларионова, д. 12		1,0	0,9	1	шаровая		уд		бетонные кольца
191	ТК-30 ул. Ларионова, д. 8		1,0	0,9	1	шаровая		уд		бетонные кольца
192	ТК-29 ул. Ларионова, д. 6		1,0	0,9	1	шаровая		уд		бетонные кольца
193	ТК-28 ул. Ларионова, д. 4		1,0	0,9	1	шаровая		уд		бетонные кольца
194	ТК-27 ул. Ларионова, д. 4		1,0	0,9	1	шаровая		уд		бетонные кольца
195	ТК-26 ул. Ларионова, д. 2		1,0	0,9	1	шаровая		уд		бетонные кольца

Как видно из таблицы 8.7.2 в настоящий момент в неудовлетворительном состоянии находятся 50 тепловых камер, однако к 2031 г. потребуется ремонт всех существующих камер г. Приозерск. Мероприятие будет проводиться в несколько этапов, каждый из которых подразумевает ежегодный ремонт порядка 30 тепловых камер.

Ориентировочные капиталовложения для реализации данного мероприятия составят 182,65 млн. руб.

8.8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций

Мероприятия по строительству и реконструкции (или) модернизации насосных станций, в настоящей схеме теплоснабжения не предусмотрены.

8.9. Предложения по переводу потребителей с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении":

- с 1 января 2013 года подключение 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;
- 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.

Данной схемой теплоснабжения предусматривается организация горячего водоснабжения города по закрытой системе теплоснабжения следующими способами:

1. Установка АИТП с теплообменниками на ГВС непосредственно в подвалах зданий потребителей;
2. Для потребителей, у которых отсутствует возможность установки АИТП, предполагается строительство ЦТП с теплообменниками на ГВС и последующая организация четырехтрубной системы теплоснабжения до потребителей.

Перечень потребителей горячего водоснабжения с указанием тепловых нагрузок, схем присоединения ГВС и планируемых годов установки АИТП (для потребителей с открытой схемой присоединения) представлен в таблице 8.9.1.

Таблица 8.9.1 Перечень потребителей горячего водоснабжения с указанием схем присоединения ГВС

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч ас	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Ленина	11	жилой дом	12	2	2578	2578	8		0,6933				0,6933		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
2	Ленина	13	жилой дом	14	2	1773	395,69	13		0,054		0,01	0,004	0,064		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
3	Ленина	15	жилой дом	19	2	2320	2320	8		0,069		0,016	0,0055	0,085		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
4	Ленина	17	жилой дом	20	2	2320	326,1			0,068		0,015	0,007	0,083		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
5	Ленина	19	жилой дом	19	2	1715	1715	15		0,054		0,01	0,004	0,064		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
6	Ленина	21	жилой дом	24	2	2677	2677	10		0,08		0,015	0,007	0,095		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
7	Ленина	23	жилой дом	19	2	2485		12		0,074		0,015	0,0055	0,089		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
8	Ленина	25	жилой дом	18	2	1657		15	3	0,052		0,012	0,0041	0,064		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
9	Ленина	27	жилой дом	17	2	2467		14		0,068		0,009	0,0035	0,077		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
10	Ленина	29	жилой дом	17	2	2449		8		0,068		0,016	0,0058	0,084		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
11	Ленина	31	жилой дом	17	2	1669		8		0,052		0,015	0,0055	0,067		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
12	Ленина	33	жилой дом	20	2	2697		12		0,075		0,016	0,0073	0,091		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
13	Ленина	34	жилой дом	126	5	13214		20		0,28		0,17	0,042	0,45		закрываая	АИТП
14	Ленина	44	жилой дом	20	2	2621		11	4	0,078		0,01	0,0032	0,088		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
15	Ленина	46	жилой дом	17	2	1804		8		0,057		0,013	0,00475	0,07		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
16	Ленина	50	жилой дом	18	2	1744		9		0,055		0,006	0,0023	0,061		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
17	Ленина	52	жилой дом	16	2	2621		12		0,078		0,014	0,0045	0,092		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
18	Ленина	54	жилой дом	22	2	2470		13	3	0,073		0,011	0,0036	0,084		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
19	Ленина	56	жилой дом	21	2	1782		11	2	0,056		0,009	0,003	0,065		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
20	Ленина	58	жилой дом	20	2	2446		16		0,068		0,011	0,004	0,079		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
21	Ленина	60	жилой дом	17	2	2384				0,071		0,014	0,006	0,085		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
22	Ленина	62	жилой дом	15	2	1644		8	6	0,052		0,009	0,0026	0,061		2020-2021 г.г.	ЦТП №1

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
23	Ленина	64	жилой дом	22	2	2633		12	6	0,078		0,012	0,0036	0,09		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
24	Гагарина	12	жилой дом	291	5	20685	17272	261	13	0,33		0,185	0,071	0,515		закрытая	АИТП
25	Ленина	66	жилой дом	15	2	2615	2615	8		0,078		0,014	0,0043	0,092		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
26	Ленина	68	жилой дом	12	2	1672	1672	8		0,053		0,01	0,0036	0,063		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
27	Ленина	70	жилой дом	15	2	1694	1694	8		0,053		0,014	0,0043	0,067		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
28	Ленина	72	жилой дом	19	2	1694	1694		15	0,0368		0,0537 7	0,00582	0,09057		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
29	Ленина	74	жилой дом	4	2	1669	1669		4	0,052		0,0069	0,0011	0,0589		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
30	Ленина	76	жилой дом	11	2	1680	1680	8		0,053		0,011	0,003	0,064		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
31	Ленина	78	жилой дом	20	2	346		7		0,014		0,005	0,00175	0,019		отключен	
32	Ленина	80	жилой дом	18	2	1785		16		0,052		0,011	0,004	0,063		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
33	Ленина	82	жилой дом	17	2	356		7		0,015		0,005	0,0018	0,02		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
34	Ленина	84	жилой дом	18	2	1024		14		0,036		0,009	0,0035	0,045		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
35	Ленина	70а	жилой дом	84	4	10019	10019	48		0,223		0,129	0,028	0,352		2020-2021 г.г.	ЦТП №1*
36	Гагарина	4	жилой дом	69	4	6754		55		0,148		0,031	0,015	0,179		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
37	Гагарина	6	жилой дом	62	4	6480		61		0,145		0,034	0,017	0,179		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
38	Гагарина	7	жилой дом	18	2	1108		11		0,037		0,007	0,0035	0,044		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
39	Гагарина	9	жилой дом	18	2	1111		6		0,037		0,004	0,002	0,041		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
40	Гагарина	11	жилой дом	21	2	1103		16		0,036		0,011	0,005	0,047		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
41	Гагарина	13	жилой дом	20	2	1103		4	4	0,036		0,005	0,0025	0,041		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
42	Гагарина	15	жилой дом	19	2	1119			11	0,037		0,007	0,0035	0,044		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
43	Поперечная	3	жилой дом	20	2	1034			12	0,036		0,008	0,0012	0,044		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
44	Поперечная	4	жилой дом	26	2	1034			14	0,036		0,009	0,0014	0,045		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
45	Бумажников	12	жилой дом	19	2	1059				0,037		0		0,037		2020-2021 г.г.	ЦТП №1

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
46	Бумажников	14	жилой дом	22	2	1063				0,037		0		0,037		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
47	Бумажников	18	жилой дом	4	1	371				0,015		0		0,015		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
48	Ленина	60а	жилой дом	206	5	17694	17694			0,374		0,137	0,06	0,511	1228,6	закрытая	АИТП
49	Ленина	62а	жилой дом	120	5	13010	13010	60		0,275		0,079	0,035	0,354	69,6	закрытая	АИТП
50	Калинина	14	жилой дом	154	5	17880	17880	60		0,378		0,1	0,045	0,478		закрытая	АИТП
51	Калинина	16	жилой дом	137	5	14634	14634	60		0,31		0,18	0,045	0,49		закрытая	АИТП
52	Калинина	18	жилой дом	121	5	14634	14634	60		0,31		0,165	0,04	0,475		закрытая	АИТП
53	Калинина	20	жилой дом	117	5	8204,6	8204,6	60		0,192		0,077	0,034	0,269		закрытая	АИТП
54	Калинина	22	жилой дом	41	3	6484	6484	36		0,156		0,082	0,0136	0,238		закрытая	АИТП
55	Калинина	24	жилой дом	48	3	7549	7549	48		0,177		0,027	0,014	0,204		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
56	Калинина	26	жилой дом	31	2	3384	3384	12		0,093		0,02	0,009	0,113		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
57	Калинина	28	жилой дом	14	2	1868	1868	8		0,057		0,01	0,004	0,067		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
58	Калинина	30	жилой дом	24	2	3522	3522	12		0,097		0,015	0,007	0,112		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
59	Калинина	32	жилой дом	49	3	7333	7333	27		0,176		0,032	0,014	0,208		закрытая	ЦТП №1*
60	Калинина	22а	жилой дом	100	5	8205	8205	80		0,192		0,064	0,029	0,256		закрытая	АИТП
61	Калинина	41	жилой дом	126	5	11462	11462	70		0,249		0,17	0,042	0,419		2019 г.	АИТП
62	Калинина	43	жилой дом	126	5	11476	11476	70		0,249		0,171	0,0418	0,42		закрытая	АИТП
63	Калинина	45	жилой дом	137	5	11462	11462	70		0,249		0,089	0,04	0,338	48,3	закрытая	АИТП
64	Калинина	47	жилой дом	168	5	18489	18489	60		0,391		0,208	0,0557	0,599		закрытая	АИТП
65	Калинина	49	жилой дом	181	5	18489	18489	60		0,391		0,218	0,06	0,609		закрытая	АИТП
66	Калинина (общ.)	39	жилой дом	141	4	5158,3		59		0,118		0,033	0,015	0,151			открытая
67	Речная	2	жилой дом	152	5	16305		76		0,345		0,199	0,052	0,544		закрытая	АИТП
68	Чапаева	23	жилой дом	134	5	15489	3650,1	60		0,29		0,178	0,044	0,468		закрытая	АИТП
69	Чапаева	35	жилой	99	5	14452	14452	60		0,306		0,065	0,029	0,371		закрытая	АИТП

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
			дом														
70	Чапаева	37	жилой дом	224	5	18938	4958,2	90		0,354		0,256	0,074	0,61		закрытая	АИТП
71	Суворова	29	жилой дом	140	5	16330		135		0,322		0,165	0,045	0,487		закрытая	АИТП
72	Суворова	31	жилой дом	136	5	15008	3569,6	60		0,281		0,18	0,045	0,461		закрытая	АИТП
73	Суворова	33	жилой дом	158	5	14366	3696,5	60		0,269		0,199	0,052	0,468		закрытая	АИТП
74	Суворова	35	жилой дом	69	6	7026,19	1754,1	22		0,124		0,112	0,0213	0,236		закрытая	АИТП
75	Суворова	38	жилой дом	156	5	15454	15454	154		0,233		0,188	0,052	0,421		закрытая	АИТП
76	Суворова	34	жилой дом	144	5	14517	1957,2	151		0,26		0,202	0,0567	0,462		закрытая	АИТП
77	Суворова	36	жилой дом	164	5	14461	14461	160		0,258		0,268	0,041	0,526		закрытая	АИТП
78	Суворова	40	жилой дом	107	5	15534		80		0,329		0,076	0,033	0,405		закрытая	АИТП
79	Суворова	42	жилой дом	160	5	17866	5182,1	80		0,33		0,203	0,053	0,533		закрытая	АИТП
80	Гоголя	15	жилой дом	150	5	14318	3627,9			0,235		0,1888	0,0462	0,4238		закрытая	АИТП
81	Гоголя	30	жилой дом	277	5	23671	23671			0,443		0,3	0,092	0,743		закрытая	АИТП
82	Гоголя	32	жилой дом	185	5	19520	19520	180		0,365		0,224	0,061	0,589		закрытая	АИТП
83	Гоголя	34	жилой дом	142	5	14318	14318	137		0,2328		0,181	0,049	0,4138		закрытая	АИТП
84	Гоголя	35	жилой дом	15	2			12		0,073		0,023	0,005	0,096		закрытая	АИТП
85	Гоголя	38	жилой дом	154	5	15064	3622,9	148		0,282		0,195	0,051	0,477		закрытая	АИТП
86	Гоголя	40	жилой дом	110	5	9774	2406,9	102		0,193		0,156	0,037	0,349		закрытая	АИТП
87	Гоголя	42	жилой дом	101	5	9774	2491	40		0,179		0,246	0,034	0,425		закрытая	АИТП
88	Гоголя	43	жилой дом	100	5	9774	2400,88	40		0,193		0,147	0,033	0,34		закрытая	АИТП
89	Гоголя	46	жилой дом	135	5	15991,5		60		0,338		0,08	0,03575	0,418		закрытая	АИТП
90	Гоголя	48	жилой дом	159	5	14910	3739,9	60		0,279		0,201	0,053	0,48		закрытая	АИТП
91	Гоголя	50	жилой дом	97	5	9102	2105,1	40		0,184		0,142	0,032	0,326		закрытая	АИТП
92	Гоголя	52	жилой дом	104	3	8565	2111	40		0,173		0,149	0,034	0,322		закрытая	АИТП

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
93	Гоголя	54	жилой дом	140	5	12988		60		0,275		0,106	0,05	0,381		закрытая	АИТП
94	Гагарина	16 п.4	жилой дом	396	5	20980	20980			0,2942		0,1963	0,0331	0,4905		закрытая	АИТП
95	Гагарина	16 п.7	жилой дом	396	5	12147	12147			0,5148		0,1963	0,0579	0,7111		закрытая	АИТП
96	Гагарина	18	жилой дом	194	5	18993				0,27		0,24	0,069	0,51		закрытая	АИТП
97	Ленинградская	24	жилой дом	283	5	29873	6473,3	281		0,528		0,302	0,094	0,83		закрытая	АИТП
98	Ленинградская	22	жилой дом	206	5	23396	4766,3	199		0,392		0,112	0,0497	0,504		закрытая	АИТП
99	Гастелло	2	жилой дом	99	5	11859	11859	60		0,187		0,065	0,029	0,252		закрытая	АИТП
100	Калинина	13	жилой дом	35	3	4250	3440	24		0,112		0,023	0,0103	0,135		закрытая	АИТП
101	Калинина	15	жилой дом	24	3	4696	4696			0,078		0,0797	0,0084	0,1577		закрытая	АИТП
102	Калинина	17	жилой дом	36	4	5546	5546			0,105		0,085	0,0121	0,19		закрытая	АИТП
103	Калинина	19	жилой дом	75	5	8817		74		0,202		0,042	0,019	0,244		закрытая	АИТП
104	Калинина	23	жилой дом	104	5	11120		103		0,242		0,058	0,025	0,3		закрытая	АИТП
105	Калинина	23а	жилой дом	125	5	11979		109		0,26		0,061	0,027	0,321		закрытая	АИТП
106	Калинина	29	жилой дом	171	5	9453		90		0,275		0,113	0,05	0,388		закрытая	АИТП
107	Калинина, 25	(ИТП1)	жилой дом	102	5					0,277		0,181	0,045	0,458		закрытая	АИТП
108	Калинина, 25	(ИТП2)	жилой дом	59	5					0,147		0,11	0,022	0,257		закрытая	АИТП
109	Калинина	27а	жилой дом	207	5	11273		90		0,275		0,117	0,052	0,392		закрытая	АИТП
110	Красноармейская	3/1	жилой дом	38	7	10263	8086	37		0,167		0,075	0,0184	0,242		закрытая	АИТП
111	Красноармейская	3/2	жилой дом	125	5	13544	12697	119		0,243		0,021	0,009	0,264		закрытая	АИТП
112	Красноармейская	3/3	жилой дом	230	5	22317		255		0,4087		0,3343	0,034	0,743		закрытая	АИТП
113	Комсомольская	3	жилой дом	86	4	9972	9972	45		0,222		0,057	0,025	0,279		закрытая	АИТП
114	Красноармейская	5	жилой дом	139	5	15836		80		0,313		0,082	0,054	0,395		закрытая	АИТП
115	Красноармейская	6	жилой дом	77	4	8088	7800	48		0,19		0,122	0,025	0,312	148,2	2019 г.	АИТП

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
116	Красноармейская	7	жилой дом	104	5	13630				0,288		0,147	0,034	0,435		2020 г.	АИТП
117	Красноармейская	8	жилой дом	74	4	9955	8500	44		0,222		0,049	0,0217	0,271	36,7	закрытая	АИТП
118	Северопарковая	3	жилой дом	155	5	13403		75		0,284		0,088	0,039	0,372		закрытая	АИТП
119	Портовая	5	жилой дом	6	2	1246		16		0,0		0,0	0,0	0,0		-----	снесён
120	Портовая	7	жилой дом	16	2	2263		16		0,069		0,016	0,007	0,085			открытая
121	Советская	9	жилой дом	24	2	1527		18		0,046		0,012	0,005	0,058			открытая
122	Советская	11	жилой дом	26	2	1774		17		0,056		0,011	0,004	0,067			открытая
123	Советская	12	жилой дом	21	2	2365		19		0,066		0,011	0,005	0,077			открытая
124	Советская	1	жилой дом	12	2	3137,65		8		0,084		0,03	0,001	0,114		закрытая	АИТП
125	Советская	1а	жилой дом	28	4	2300	2300	16		0,09		0,011	0,0041	0,101			открытая
126	Советская	3	жилой дом	11	2		200,19	6		0,021		0,04	0,036	0,061			открытая
127	Литейная	5	жилой дом	7	2					0,051		0,0	0,0	0,0		-----	снесён
128	Литейная	7	жилой дом	12	2	2796		14		0,07		0,04	0,012	0,11		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
129	Литейная	9	жилой дом	11	2	2139				0,059		0,026	0,013	0,085		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
130	Литейная	11	жилой дом	11	2	2137		11		0,059		0,03	0,019	0,089		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
131	Литейная	13	жилой дом	8	2	2825		8		0,075		0,03	0,02	0,105		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
132	Литейная	5а	жилой дом	8	2	2147		5		0,06		0,003	0,012	0,063		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
133	Героя Богданова	2	жилой дом	9	2	2139				0,059		0,026	0,012	0,085		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
134	Героя Богданова	4	жилой дом	12	2					0,059		0,026	0,015	0,085		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
135	Героя Богданова	6	жилой дом	11	2	2139				0,059		0,03	0,015	0,089		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
136	Героя Богданова	7	жилой дом	10	2	2847				0,076		0,03	0,015	0,106		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
137	Героя Богданова	8	жилой дом	8	2	2139		1		0,059		0,032	0,015	0,091		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
138	Героя Богданова	9	жилой дом	8	2	2847				0,076		0,029	0,015	0,105		2020-2021 г.г.	ЦТП №3

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
139	Героя Богданова	10	жилой дом	11	2	2139		5		0,059		0,03	0,015	0,089		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
140	Героя Богданова	11	жилой дом	3	1	2847				0,076		0,029	0,015	0,105		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
141	Героя Богданова	12	жилой дом	8	2	2139		2		0,059		0,03	0,015	0,089		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
142	Героя Богданова	13	жилой дом	3	1					0,011		0,001	0,0005	0,012		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
143	Героя Богданова	15	жилой дом	3	1					0,011		0,002	0,001	0,013		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
144	Героя Богданова	17	жилой дом	4	1					0,011		0,012	0,006	0,023		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
145	Героя Богданова	19	жилой дом	3	1					0,011		0,003	0,0015	0,014		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
146	Героя Богданова	14	жилой дом	3	1					0,011		0,002	0,001	0,013		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
147	Героя Богданова	16	жилой дом	4	1					0,011		0,0013	0,0065	0,0123		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
148	Героя Богданова	18	жилой дом	3	1					0,011		0,0014	0,0007	0,0124		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
149	Героя Богданова	20	жилой дом	4	1					0,011		0,001	0,0005	0,012		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
150	Героя Богданова	22	жилой дом	3	1					0,011		0,002	0,001	0,013		2020-2021 г.г.	ЦТП №3
Бюджетные организации																	
151	ГКЦ "Карнавал"	Ленина 41	соц. объект	70	2	15189	15189			0,205				0,205			ЦТП №1*
152	ЦДТ	Ленина 48	соц. объект	75	2	6904				0,163		0,015	0,007	0,178		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
153	СЮТ (ЦДТ)	Ленина 48а	соц. объект	12	1	975				0,034				0,034			открытая
154	УПФ РФ	Ленина 15а-2	админ. здан.	14	2	2263				0,069				0,069			открытая
155	УПФ РФ	Ленина 15а-1	админ. здан.	18	2	721,1				0,028		0,003	0,003	0,031			ЦТП №1*
156	Детский сад №9	Гоголя 36	соц. объект	305	2	8979				0,183		0,16	0,004	0,343		закрытая	АИТП
157	Детский сад №8	Калинина 28а	соц. объект	205	2	5329,6		182		0,108		0,104	0,029	0,212		закрытая	ЦТП №1*
158	Детский сад №5	Ленина 58а	соц. объект	285	2	11726				0,223		0,115	0,049	0,338			ЦТП №1
159	Детский сад №1	Калинина 27а	соц. объект	205	2					0,184	0,088	0,132	0,065	0,404		2019 г.	АИТП
160	Школа-сад	Гастелло 3	соц. объект	190	2	12294		1		0,16	0,0422	0,062	0,037	0,2642		закрытая	АИТП
161	Школа №1 (СОШ №1)	Северопарковая 5	соц. объект	750	3	32075				0,371	0,035	0,1095	0,0506	0,5155		закрытая	АИТП

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
162	Школа №4 (СОШ №4)	Калинина 27	соц. объект	750	2//4	21641				0,386		0,057	0,029	0,443		закрытая	АИТП
163	ЦРБ	Калинина 35	соц. объект	240	2//4					0,789		0,4	0,2	1,189		2019 г.	АИТП
164	Новый корпус ЦРБ	Калинина 35а	соц. объект	110	3	20928				0,113	0,538	0,242	0,064	0,893		2019 г.	АИТП
165	Центр гигиены (СЭС)	Калинина 31	админ. здан.	40	2					0,105		0,16	0,08	0,265		2019 г.	АИТП
166	МЧС	Жуковский 6	админ. здан.	15	2					0,047				0,047			открытая
167	Приозерский политехнический колледж (общежитие)	Чапаева 21	соц. объект	80	4	8447				0,198		0,008	0,004	0,206			открытая
168	Приозерский политехнический колледж	Чапаева 19	соц. объект	424	3//2	15270				0,507		0,219	0,109	0,726			открытая
169	Районная библиотека	Калинина 20а	соц. объект	12	2	4954				0,121		0,006	0,003	0,127			открытая
170	ФОК «Юность» (бассейн)	Калинина 39а	соц. объект	76	2	12356	12356			0,181	0,216	0,132	0,084	0,529			открытая
171	СК «Юность» (стадион)	Калинина 39а	соц. объект	8	2	1978				0,055		0,015		0,07			открытая
172	Детская юношеская оздоровительная школа	Калинина 41а	соц. объект							0,02				0,02			открытая
173	Исполкомовская	6	соц. объект	42	4	6746,55				0,134		0,009	0,0045	0,143			открытая
174	Гаражи	Исполкомовская 6	произв. помещ.	0	1	560				0,015		0,003	0,015	0,018			открытая
175	Архив	Советская 18	соц. объект	15	2	883,4				0,018				0,018			открытая
176	Художественная школа	Советская 20	соц. объект	7	2	990				0,022				0,022			открытая
177	ЗАГС	Красноармейская 1	соц. объект	4	2	1061				0,03		0,003	0,0015	0,033			открытая
178	ПРАУ	Комсомольская 1	соц. объект	18	1	1309,31				0,025				0,025			открытая

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
179	Военкомат	Портовая 1	соц. объект	15	2	1034				0,0254				0,0254			открытая
180	ККЗ	Калинина 11	соц. объект	8	2					0,092				0,092			открытая
181	Городская библиотека	Калинина 11	соц. объект	5	2	567				0,013		0,003	0,0015	0,016			открытая
182	Гагарина	12	соц. объект	228	5					0,33	0,071	0,185	0,0925	0,586		закрытая	АИТП
183	Пожарная (Песочная)	Красноармейская 41	произв. помещ.	22	2	1545				0,07	0,281	0,107	0,0535	0,458			открытая
184	ИФНС	Ленинградская 22а	соц. объект	58	2	3571,32				0,082		0,022	0,011	0,104			открытая
185	Городские бани	Ленинградское шоссе 2	соц. объект	12	1	4167				0,118		1,1	0,5	1,218			открытая
186	Городской суд	Калинина 21	соц. объект	50	2	5011				0,144		0,006	0,03	0,15			открытая
187	Детская школа искусств	Портовая 1а	соц. объект	14	2					0,059		0,008	0,0045	0,067		закрытая	АИТП
188	Гараж суда	Калинина 21а	произв. помещ.	0	1	390				0,011				0,011			открытая
189	ЛенОбл Водоканал (ВОС)	Бумажников 1								0,123		0,0033		0,1263		нет ГВС	
190	ЛенОбл Водоканал (КНС №3)	Калинина (у ДОЗа)												0		нет ГВС	
Прочие																	
191	ПРАУ (морг)	Калинина 35	соц. объект							0,0283		0,0403	0,0114	0,0686			открытая
192	ЗАО "Тандер"	Красноармейская 3/1	соц. объект	10	1					0,057				0,057			открытая
193	ТК «Атлант»	Советская 11а	торговое помещ.	25	2					0,104				0,104			открытая
194	Комитет финансов	Калинина 9	админ. здан.							0,02				0,02			открытая
195	Ленсвязь	Калинина 9	произв. помещ.	н/д	4	6741				0,149				0,149			открытая
196	Почта	Калинина 9	соц. объект	н/д	3	4228				0,098				0,098			открытая
197	ПО Лидер	Калинина 51	админ. здан.	н/д	4	6936				0,0				0,0		закрытая	отключён
198	АТП-1	Калинина 51	произв. помещ.	12	2	4398				0,126		0,003	0,0015	0,129			открытая

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
199	ТУСМ		произв. помещ.	2	1	1218				0,037				0,037			открытая
200	Пристройка Гагарина 18	Гагарина 18	админ. здан.	18	3	4560				0,107				0,107			открытая
201	«Кооператор» (Потребительско Общество)	Гагарина 16	торговое помещ.	8	1	1533				0,027		0,004	0,002	0,031			открытая
202	ООО «Калинина 39»	Калинина 39	произв. помещ.	н/д	1	3460,0				0,07		0,006	0,003	0,076			открытая
203	Инженерная	26	админ. здан.	14	2	627				0,025		0		0,025			открытая
204	Инженерная	28	админ. здан.	12	2			13		0,029		0,009	0,0033	0,038			открытая
205	Инженерная	13	админ. здан.	9	2	987				0,024		0,012	0,006	0,036			открытая
206	Инженерная	6	админ. здан.	8	2	987				0,024		0,012	0,006	0,036			открытая
207	Гостиница «Гранат»	Инженерная 1	админ. здан.	12	3	3217				0,073		0,031	0,0015	0,104			открытая
208	Кафе «Гаст-Хаус»	Ленинградское шоссе 2а	админ. здан.	3	1	141				0,002				0,002			открытая
209	ООО «Русавто»	Ленинградское шоссе 2а	торговое помещ.	12	2	2720				0,051		0		0,051			открытая
210	ООО «Навигатор»	Литейная 3								0,095				0,095			открытая
211	Электротовары		торговое помещ.	нет данных	1	125,1				0,002				0,002			открытая
212	Кафе «РИО»	Ленина 36	торговое помещ.	8	1							0,009	0,0045	0,009			открытая
213	ООО "Энергия"	Бумажников 2а	произв. помещ.	10	1					0,009				0,009			открытая
214	«Бойлерная» ООО «ЭнергоРесурс»	Гагарина 1а	произв. помещ.	8	2					0,009		0,001	0,0005	0,01		2020-2021 г.г.	ЦТП №1
215	ЛенОбл Водоканал (КНС №4)	(около ж.д. Гоголя 43)	произв. помещ.	0	1					0,0				0,0			отключен
216	ООО "Северный парк"	Северопарковая 1	торговое помещ.	70	1					0,116	0,214	0,046	0,023	0,376		закрывающаяся	АИТП

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч ас	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подж. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
217	Гостиница «Кексгольм»	Советская 18а	админ. здан.	23	2	3063,28				0,034		0,019	0,01	0,053			открытая
218	МТК «Магнит»	Гоголя 44	торговое помещ.	30	2					0,0865		0		0,0865			открытая
219	ООО "ПриИСК" (гост. «Корела»)	Калинина 11	админ. здан.	21	3					0,181				0,181			открытая
220	Лесплитинвест	Инженерная 13								0,0		0,0		0,0			отключен
221	Лесплитинвест	Инженерная 6								0,0		0,0		0,0			отключен
222	ЛенОбл Водоканал	Гагарина 1								0,18				0,18		2020-2021 г.г.	ЦТП №1*
223	Ленинградская	1	жилой дом	48	4	6353	1308,2	24		0,144		0,065	0,018	0,209		закрытая (2017)	АИТП
224	Ленинградская	3	жилой дом	54	4	6360	1309,6	24		0,144		0,065	0,018	0,209		закрытая	АИТП
225	Ленинградская	5	жилой дом	54	4	6339	1309,7	24		0,143		0,065	0,018	0,208		закрытая (2017)	АИТП
226	Маяковского	3	жилой дом	140	5	14551	14551			0,319		0,18	0,045	0,499		закрытая (2017)	АИТП
227	Маяковского	15	жилой дом	122	5	11443	2705	60		0,22		0,167	0,041	0,387		закрытая (2017)	АИТП
228	Маяковского	17а	жилой дом	31	3	6248	1883,3	27		0,134		0,07	0,01	0,204		закрытая (2017)	АИТП
229	Маяковского	17б	жилой дом	26	3	4871	1526,2	21		0,109		0,036	0,009	0,145		закрытая (2017)	АИТП
230	Привокзальная	1	жилой дом	6	1	537				0,018		0		0,018		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
231	Привокзальная	7	жилой дом	145	5	12470	12470			0,281		0,1875	0,048	0,4685		закрытая (2017)	АИТП
232	Привокзальная	9	жилой дом	175	5	13600		172		0,269		0,214	0,058	0,483		закрытая	АИТП
233	Привокзальная	11	жилой дом	5	2	1256		13		0,042		0,007	0,003	0,049		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
234	Привокзальная	5	жилой дом	140	5	10884	3470,58	118		0,286		0,176	0,037	0,462		закрытая	АИТП
235	Береговая	2	жилой дом	14	2	1372		19		0,042		0,011	0,005	0,053		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
236	Привокзальная	13	жилой дом	30	2	2667		31		0,079		0,017	0,008	0,096		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
237	Привокзальная	15	жилой дом	35	2	3485		31		0,089		0,017	0,008	0,106		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
238	Привокзальная	17	жилой дом	25	2	3098		30		0,089		0,017	0,008	0,106		2020-2021 г.г.	ЦТП №2

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
239	Исполкомовская	9	жилой дом	15	1	939		9		0,033		0,005	0,0022	0,038		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
240	Кирова	12	жилой дом	24	2	1879			22	0,053		0,02	0,008	0,073		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
241	Кирова	14	жилой дом	28	2	2300			30	0,064		0,017	0,01	0,081		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
242	Кирова	3	жилой дом	26	2	2597	2597			0,083		0,072	0,01	0,155		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
243	Кирова	4	жилой дом	35	2	3064				0,065		0,075	0,0116	0,14		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
244	Кирова	6	жилой дом	37	3	4947				0,119		0,06	0,01	0,179		2020-2021 г.г.	ЦТП №2*
245	Ленина	2	жилой дом	34	2	3401				0,087		0,045	0,01	0,132		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
246	Ленина	4	жилой дом	22	2	2930				0,098		0,039	0,01	0,137		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
247	Ленина	6	жилой дом	24	2	3475				0,098		0,058	0,007	0,156		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
248	Ленина	8	жилой дом	18	2	3602				0,092		0,036	0,01	0,128		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
249	Ленина	10	жилой дом	15	2	3912				0,07		0,014	0,006	0,084		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
250	Ленина	16	жилой дом	16	2	2825	2692	10		0,7597		0,011	0,086	0,7707		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
251	Ленина	18а	жилой дом	2	2	195,2		2		0,009		0,001	0,0012	0,01		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
252	Комсомольская	4	жилой дом	9	2					0,006				0,006		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
253	Комсомольская	6	жилой дом	64	5	9205		60		0,0776		0,149	0,0358	0,2266		закрывающая	АИТП
254	Комсомольская	13	жилой дом	17	2	1848				0,052		0,015	0,007	0,067		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
Бюджетные организации																	
255	Адм-ция МО	Ленина 10	админ. здан.	40	2	3029				0,0745		0,012	0,006	0,0865		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
256	Адм-ция города	Жуковского 9	админ. здан.	20	2	1399				0,04		0,006	0,003	0,046		2020-2021 г.г.	открытая
257	КШИ (учебн. корпус)	Маяковская 36	соц. объект	59	4//6	18374				0,308		0,013	0,006	0,321		2020-2021 г.г.	открытая
258	КШИ (Спальн. корп.)	Маяковская 34	соц. объект	58	3	16568				0,35		0,026	0,0013	0,376		2020-2021 г.г.	открытая
259	Гаражи		произв. помещ.	0	1	620				0,022		0,003	0,0015	0,025		2020-2021 г.г.	
260	Дет. сад №5	Маяковская 19	соц. объект	210	2					0,084		0,08	0,04	0,164		открытая	АИТП

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих/работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
261	Полиция	Ленина 12	админ. здан.	н/д	2	8734				0,186		0,022	0,011	0,208		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
262	ОВД	Ленина 12а	админ. здан.	н/д	2	1027				0,036				0,036			открытая
263	ОВД	Кирова	админ. здан.	н/д						0,0249				0,0249		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
264	ГАИ	Кирова 16	админ. здан.	н/д	2	428				0,017				0,017		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
265	Гараж ОВД		произв. помещ.	0	1	856				0,032				0,032		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
266	Гараж ОВО	Калинина 16	произв. помещ.	0	1	288				0,012		0,003	0,0015	0,015		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
267	Прокуратура	Калинина 2	админ. здан.	н/д	2	1411				0,035				0,035		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
Прочие																	
268	РЭС	Кирова 22	админ. здан.	64	2	2151				0,055		0,009	0,0045	0,064		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
269	Банк "СанктПетербург"	Ленина 18	админ. здан.	15	2	1285				0,037		0,003	0,0015	0,04		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
270	Вокзал	Привокзальная 3	админ. здан.	15	1	2082				0,069				0,069		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
271	Пост ЭЦ		произв. помещ.	3	3	3003				0,086		0,009	0,0045	0,095		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
272	Дом связи ШЧ-13		произв. помещ.	15	1	863				0,033				0,033		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
273	Мастерские ПЧ-16		произв. помещ.	10	2	4538				0,143		0,21	0,1	0,353		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
274	Гараж ПЧ-16		произв. помещ.	8	1	1930				0,072		0,056	0,027	0,128		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
275	Компрессорная ПЧ-16		произв. помещ.	3	1	728				0,027				0,027		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
276	Контора ПЧ-16		произв. помещ.	18	5	1530				0,032		0,003	0,0015	0,035		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
277	Ростелеком	Калинина 9	произв. помещ.	н/д		1401				0,034				0,034		открытая	
278	Ростелеком	Калинина 9	произв. помещ.	н/д		1218				0,029				0,029		открытая	
279	Комитет образования	Маяковский 36	админ. здан.	22	4					0,189		0,019	0,0027	0,208		открытая	АИТП
280	Ленэнерго	Кирова 22	админ. здан.							0,106		0,019	0,009	0,125		2020-2021 г.г.	ЦТП №2
281	Красноармейская я,13	(ИТП1)	жилой дом	89	4	17804, 5	8039,1	187		0,139		0,3184	0,0258	0,4574		закрытая (2017)	АИТП
282	Красноармейская я,13	(ИТП2)	жилой дом	104	5	17804, 5	12850, 6			0,222		0,3188	0,029	0,5408		закрытая (2017)	АИТП

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
283	Красноармейская	17	жилой дом	157	5	13421	13421	149		0,276		0,1968	0,0521	0,4728		закрытая (2017)	АИТП
284	Красноармейская	19	жилой дом	171	5	13644	13574	173		0,277		0,21049	0,0567	0,48749		закрытая (2017)	АИТП
285	Красноармейская	21	жилой дом	240	5	30296		248		0,395		0,323	0,078	0,718		закрытая (2017)	АИТП
286	Гоголя	1	жилой дом	125	9	15423		192		0,2093		0,171	0,042	0,3803		закрытая (2017)	АИТП
287	Гоголя	7	жилой дом	174	5	18867	18867	80		0,399		0,214	0,0577	0,613		закрытая (2017)	АИТП
288	Гоголя	5	жилой дом	79	5	9364	9364	40		0,214		0,125	0,0262	0,339	40,2	закрытая (2017)	АИТП
289	Гоголя	3	жилой дом	77	5	9774	9774	77		0,193		0,123	0,026	0,316		закрытая (2017)	АИТП
290	Гоголя	9	жилой дом	147	5	14409	14409	60		0,305		0,096	0,043	0,401	40,9	закрытая	АИТП
291	Ленинградская	16	жилой дом	334	4	29044	29044	295		0,548		0,3	0,0979	0,848	74,5	закрытая (2017)	АИТП
292	Ленина	30	жилой дом	251	4	19355	19355	222		0,351		0,2442	0,0736	0,5952	312,05	закрытая (2017)	АИТП
293	Ленина	24	жилой дом	62	4	8017	8017	70		0,188		0,047	0,018	0,235	357,91	закрытая	АИТП
294	Ленина	26	жилой дом	168	5	18520	18520	194		0,392		0,21	0,056	0,602	372,1	2019 г.	АИТП
295	Ленина	32	жилой дом	77	9	9386		71		0,24		0,25	0,0624	0,49		закрытая	АИТП
296	Ленина	28	жилой дом	173	5	18520	18520	202		0,408		0,212	0,057	0,62	295,1	2019 г.	АИТП
Бюджетные организации																	
297	ЛОГБУ Приозерский КЦСОН	Красноармейская 15а	соц. объект	40	1					0,119		0,106	0,053	0,225			открытая
298	Городишный корт	Ленинградская 12	соц. объект	18	1	926,75				0,018				0,018			открытая
299	Школа №5 (СОШ №5)	Ленина 22	соц. объект	636	3	15467				0,309		0,046	0,023	0,355		закрытая	АИТП
300	Следственный комитет	Пушкина 24	админ. здан.	н/д	2	1136,0				0,024				0,024			открытая
301	Гараж РЭС	Кирова 22	произ. помещ.	0	1	1100				0,029		0,006	0,003	0,035			открытая
302	ПРАУ	Песочная	произв. помещ.	37	1	7700				0,081		0,048	0,0095	0,129			открытая
303	ФОК	Маяковская 25	соц. объект	58	5					0,1529	0,2369	0,1472	0,0736	0,537		закрытая	АИТП
304	ЛенОблтожСпас	Красноармейская 41								0,07	0,281	0,107	0,05	0,458			открытая
Прочие																	

№	Адрес	Номер дома	Назначение	Кол-во проживающих /работающих, чел	Этажность	Наружный Объем здания, м.куб	Отапливаемая площадь, м2 (объем, м3)	Кол-во чел. с ваннами	Кол-во чел. без ванн	Нагрузка СО, макс., Гкал/ч	Тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч ас	Макс.нагр. ГВС	Сред.нагр. ГВС	Макс.подкл. нагрузка, Гкал/ч	Общая площадь нежилых помещений	Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию	Наличие АИТП
305	Магазин "Рыба-мясо"		торг. помещ.	5	1	64,5				0,001		0,003	0,0015	0,004			открытая
306	Полис (Ленина 30)	Пристр. Ленина 30	торг. помещ.	3	1	98,3				0,002		0,003	0,0015	0,005			открытая
307	ИП Найденышев (Дуэт)	Ленина 30 а	торг. помещ.	4	1	161,2				0,007		0,03	0,015	0,037			открытая
308	Парикмахерская		торг. помещ.	2	1							0,003	0,0015	0,003			открытая
309	Зоомагазин (Сельхоз)		торг. помещ.	2	1	833				0,017				0,017			открытая
310	ИП Алпацкий А. Г.	во дворе ж/д Гоголя 7	торг. помещ.	4	1	505				0,01				0,01			открытая
311	Бюро Ритуальных Услуг (БРУ)	Пушкина 19а	соц. объект							0,0118				0,0118			открытая
312	ИП Голованова	Бумажников 11	торг. помещ.	2													ЦТП №1*
Итого по Котельным №1 и №2										42,7905	2,0031	20,8533	7,7066	65,5958			

Как видно из таблицы 8.9.1, в г. Приозерске 134 потребителя подключен по закрытой схеме ГВС, а 74 потребителя по открытой. Потребители расположены в зонах действия котельных № 1 и № 2. Суммарная максимальная подключенная нагрузка потребителей составляет 57,2 Гкал/ч, из них на ГВС приходится 6,9 Гкал/ч. АИТП оборудованы все потребители, у которых имеется техническая возможность установки АИТП.

Организацию закрытой системы теплоснабжения у 86 потребителя планируется произвести путем строительства трех ЦТП: ЦТП №1 общей мощностью 9,313 Гкал/ч в районе перекрестка ул. Гагарина и ул. Ленина (70 потребителей), ЦТП №2 общей мощностью 3,480 Гкал/ч в районе ул. Кирова (34 потребителя), ЦТП №3 общей мощностью 2,645 Гкал/ч в районе ул. Литейной и ул. Героя Богданова (27 потребителей).

Предполагаемые места строительства ЦТП, трассировка трубопроводов представлены на рисунках 8.9.1-8.9.3.

Перечень участков трубопроводов, строительство которых необходимо для организации закрытой системы теплоснабжения приведен в таблице 8.9.2-8.9.4



Рисунок 8.9.1. Предполагаемое место строительства ЦТП и трассировка трубопроводов в районе перекрестка ул. Гагарина и ул. Ленина

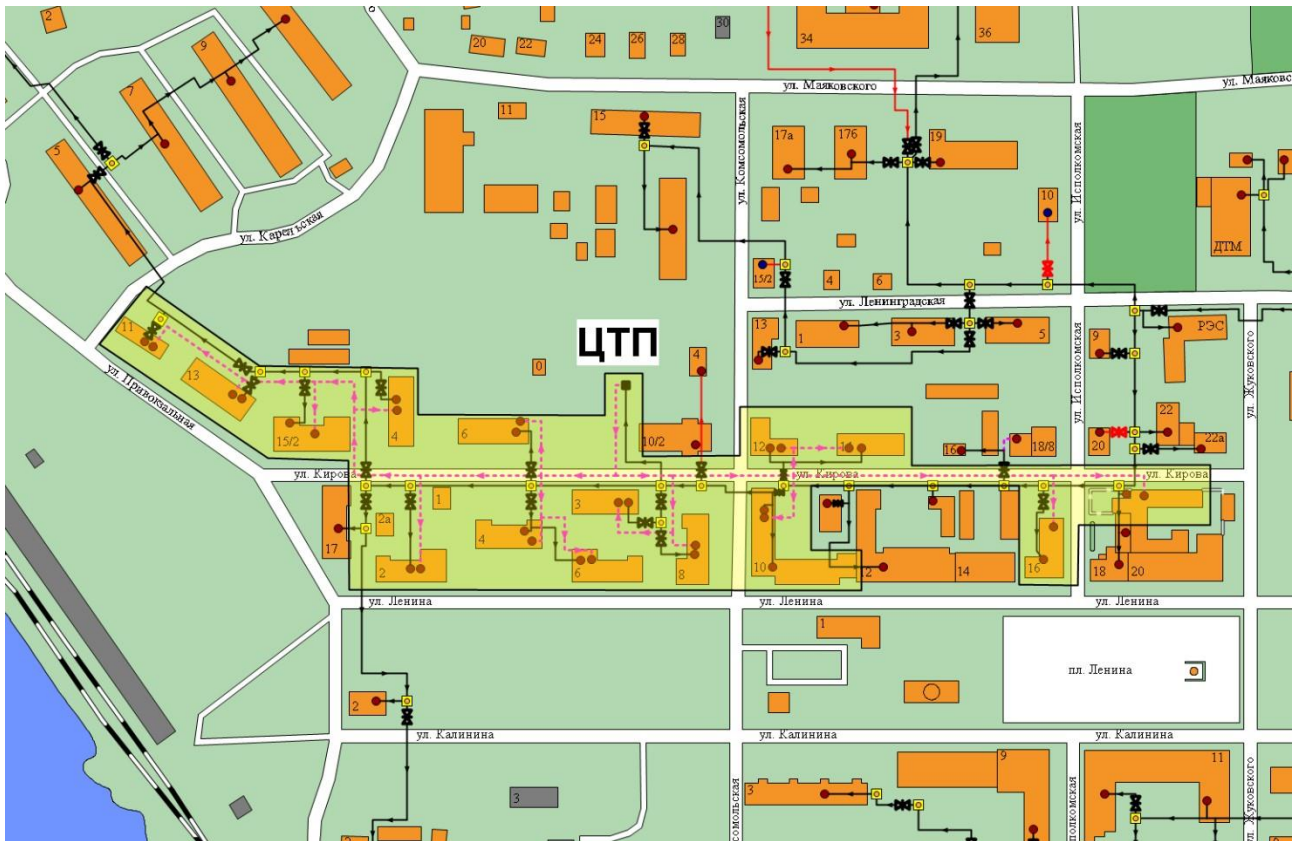


Рисунок 8.9.2. Предполагаемое место строительства ЦТП и трассировка трубопроводов в районе ул. Привокальской



Рисунок 8.9.3. Предполагаемое место строительства ЦТП №3 и трассировка трубопроводов в районе ул. Литейная и ул. Героя Богданова в здании котельной бани.

Таблица 8.9.2 Перечень участков тепловой сети, необходимых для организации закрытой системы теплоснабжения на базе ЦТП в районе перекрестка ул. Гагарина и ул. Ленина (ЦТП №1 - «Бойлерная»)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр подающего тр-да, мм	Диаметр обратного тр-да, мм	Стоимость строительства (с НДС), тыс. руб
ЦТП	У1	68,79	50	50	871,15
У1	У2	34,48	50	50	436,65
У1	У12	5,74	50	50	72,69
У2	ул. Ленина, д. 31	24,3	50	50	307,73
У2	У3	38,8	50	50	491,36
У3	ул. Ленина, д. 29	22,98	50	50	291,02
У3	У4	50,12	50	50	634,71
У4	ул. Ленина, д. 27	23,51	50	50	297,73
У4	У5	34,79	50	50	440,58
У5	ул. Ленина, д. 25	23,77	50	50	301,02
У5	У6	52,56	50	50	665,61
У6	ул. Ленина, д. 23	21,02	50	50	266,20
У6	У7	53,73	50	50	680,43
У7	ул. Ленина, д. 21	24,28	50	50	307,48
У7	У8	48,53	50	50	614,58
У8	ул. Ленина, д. 19	12,56	50	50	159,06
У8	У9	38,79	50	50	491,23
У9	ул. Ленина, д. 17	12,76	50	50	161,59
У9	У10	117,33	50	50	1485,86
У10	ул. Ленина, д. 15	16,36	50	50	207,18
У10	У11	39,4	50	50	498,96
У11	ул. Ленина, д. 13	18,38	50	50	232,76
У11	ул. Ленина, д. 11	64,46	50	50	816,32
У12	ул. Ленина, д. 33	35,04	50	50	443,74
У12	У13	68,38	50	50	865,96
У13	У14	18,39	50	50	232,89
У14	ул. Ленина, д. 62	10,19	50	50	129,05
У14	У15	36,55	50	50	462,87
У15	ул. Ленина, д. 60	8,64	50	50	109,42
У15	У16	49,44	50	50	626,10
У16	ул. Ленина, д. 58	8,8	50	50	111,44
У16	У17	37,28	50	50	472,11
У17	ул. Ленина, д. 56	8,98	50	50	113,72
У17	У18	40,03	50	50	506,94
У18	ул. Ленина, д. 54	11,08	50	50	140,32
У18	У19	65,77	50	50	832,90
У19	ул. Ленина, д. 52	8,64	50	50	109,42
У19	У20	37,41	50	50	473,76
У20	ул. Ленина, д. 50	7,56	50	50	95,74
У20	У21	186,31	50	50	2359,41
У21	ул. Ленина, д. 46	5,58	50	50	70,66
У21	ул. Ленина, д. 44	47,1	50	50	596,47
У13	У22	20,79	50	50	263,28
У22	ул. Ленина, д. 64	10,75	50	50	136,14
У22	У23	38,41	50	50	486,42
У23	У24	29,51	50	50	373,71
У24	ул. Гагарина, д. 07	10,97	50	50	138,92
У24	У25	41,22	50	50	522,01
У25	ул. Гагарина, д. 09	10,51	50	50	133,10
У25	У26	28,07	50	50	355,48

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр подающего тр-да, мм	Диаметр обратного тр-да, мм	Стоимость строительства (с НДС), тыс. руб
У26	ул. Гагарина, д. 11	12,02	50	50	152,22
У26	У27	70,13	50	50	888,12
У27	ул. Гагарина, д. 15	18,34	50	50	232,26
У27	ул. Гагарина, д. 13	15,08	50	50	190,97
У23	У28	21,3	50	50	269,74
У28	ул. Ленина, д. 66	10,77	50	50	136,39
У28	У29	36,07	50	50	456,79
У29	ул. Ленина, д. 68	13,13	50	50	166,28
У29	У30	43,21	50	50	547,21
У30	ул. Ленина, д. 70	8,56	50	50	108,40
У30	У31	37,48	50	50	474,64
У31	ул. Ленина, д. 72	6,78	50	50	85,86
У31	У32	39,08	50	50	494,91
У32	ул. Ленина, д. 74	6,97	50	50	88,27
У32	У33	39,65	50	50	502,12
У33	ул. Ленина, д. 76	6,85	50	50	86,75
У33	У34	45,98	50	50	582,29
У34	ул. Ленина, д. 78	15,23	50	50	192,87
У34	У35	10,39	50	50	131,58
У35	ул. Поперечная, д. 04	55,17	50	50	698,67
У35	У36	25,69	50	50	325,34
У36	ул. Поперечная, д. 03	31,93	50	50	404,36
У36	У37	10,7	50	50	135,50
У37	ул. Ленина, д. 80	4,97	50	50	62,94
У37	У38	15,84	50	50	200,60
У38	ул. Ленина, д. 82	24,42	50	50	309,25
У38	ул. Ленина, д. 84	76,47	50	50	968,41
УТ-106	ЦТП	70,51	150	150	1540,18
Итого					32 326,76

Таблица 8.9.3 Перечень участков тепловой сети, необходимых для организации закрытой системы теплоснабжения на базе ЦТП в районе ул. Привокзальной

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр подающего тр-да, мм	Диаметр обратного тр-да, мм	Стоимость строительства (с НДС), тыс. руб
УТ-37	ЦТП Привокзальная	68,51	150	150	1559,35
ЦТП Привокзальная	У1	50,75	50	50	669,69
У1	У2	28,52	50	50	376,34
У6	ул. Ленина, д. 18а	55,62	50	50	733,95
У6	ул. Ленина, д. 16	25,82	50	50	340,72
У4	У6	131,5	50	50	1735,25
У4	ул. Ленина, д. 10	35,61	50	50	469,90
У2	У4	61	50	50	804,94
У2	У3	28,82	50	50	380,30
У1	У7	37,96	50	50	500,91
У7	У8	21,02	50	50	277,38
У8	ул. Ленина, д. 06	46,61	50	50	615,06
У8	ул. Ленина, д. 04	16,69	50	50	220,24
У7	У9	60,87	50	50	803,23
У9	ул. Ленина, д. 02	46,88	50	50	618,62

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр подающего тр-да, мм	Диаметр обратного тр-да, мм	Стоимость строительства (с НДС), тыс. руб
У7	ул. Кирова, д. 06	37,86	50	50	499,59
У9	У10	66,39	50	50	876,07
У3	ул. Ленина, д. 08	17,7	50	50	233,57
У3	ул. Кирова, д. 03	42,71	50	50	563,59
У4	У5	13,9	50	50	183,42
У5	ул. Кирова, д. 12	6,19	50	50	81,68
У5	ул. Кирова, д. 14	27,83	50	50	367,24
У10	ул. Кирова, д. 04	21,55	50	50	284,37
У10	У11	33,67	50	50	444,30
У11	У12	36,59	50	50	482,83
У12	ул. Привокзальная, д. 13	9,32	50	50	122,98
У11	ул. Привокзальная, д. 15	26,2	50	50	345,73
У12	ул. Привокзальная, д. 11	59,16	50	50	780,66
Итого					15 371,90

Таблица 8.9.4 Перечень участков тепловой сети (ГВС), необходимых для организации закрытой системы теплоснабжения на базе ЦТП №3 в районе ул. Литейная и ул. Героя Богданова («Баня»)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр подающего тр-да, мм	Диаметр обратного тр-да, мм	Стоимость строительства (с НДС), тыс. руб
ЦТП	ТК1.1	45,67	50	50	627,96
ТК1.1	ТК2	62,2	50	50	855,25
ТК2	ТК3	37	50	50	508,75
ТК3	ТК4	70,2	50	50	965,25
ТК4	ТК5	37	50	50	508,75
ТК1	ТК10	192	50	50	2640,00
ТК10	ТК11	70,5	50	50	969,38
ТК10	ТК12	20	50	50	275,00
ТК10	ТК13	103,6	50	50	1424,50
ТК13	ТК16	123,4	50	50	1696,75
ТК1.1	ул. Героя Богданова д.2	22	50	50	302,50
ТК2	ул. Героя Богданова д.4	6,5	50	50	89,38
ТК2	ул. Героя Богданова д.6	12	50	50	165,00
ТК7	ул. Героя Богданова д.7	21,7	50	50	298,38
ТК4	ул. Героя Богданова д.8	34,9	50	50	479,88
ТК5	ул. Героя Богданова д.9	3,7	50	50	50,88
ТК4	ул. Героя Богданова д.10	8,6	50	50	118,25
ТК13	ул. Героя Богданова д.11	28,7	50	50	394,63
ТК13	ул. Героя Богданова д.12	40	50	50	550,00
ТК14	ул. Героя Богданова д.13	13,6	50	50	187,00
ТК14	ул. Героя Богданова д.14	19,8	50	50	272,25
ТК14	ул. Героя Богданова д.15	15,3	50	50	210,38
ТК14	ул. Героя Богданова д.16	21	50	50	288,75
ТК15	ул. Героя Богданова д.17	10,7	50	50	147,13
ТК16	ул. Героя Богданова д.18	21,5	50	50	295,63
ТК16	ул. Героя Богданова д.19	45,8	50	50	629,75
ТК16	ул. Героя Богданова д.20	19,2	50	50	264,00
ТК16	ул. Героя Богданова д.22	40,8	50	50	561,00
ТК7	ул. Литейная д.5а	2,3	50	50	31,63

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр подающего тр-да, мм	Диаметр обратного тр-да, мм	Стоимость строительства (с НДС), тыс. руб
TK8	ул. Литейная д.7	4	50	50	55,00
TK9	ул. Литейная д.9	7,2	50	50	99,00
TK12	ул. Литейная д.11	2,5	50	50	34,38
TK11	ул. Литейная д.13	18,1	50	50	248,88
Итого					16 245,22

Перечень участков трубопроводов, строительство которых необходимо для замены системы теплоснабжения приведен в таблице 8.9.5.

Таблица 8.9.5 Перечень участков тепловой сети (система отопления), подлежащие замене от ЦТП №3 в районе ул. Литейная и ул. Героя Богданова («Баня»)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр подающего тр-да, мм	Диаметр обратного тр-да, мм	Стоимость строительства (с НДС), тыс. руб
ЦТП	TK1	45,67	125	125	977,63
TK1.1	TK2	62,2	150	150	1475,18
TK2	TK3	37	125	125	792,04
TK3	TK4	70,2	100	100	1244,72
TK4	TK5	37	80	80	605,58
TK1	TK10	192	100	100	3404,37
TK10	TK11	70,5	50	50	969,38
TK10	TK12	20	50	50	275,00
TK10	TK13	103,6	80	80	1695,61
TK13	TK16	123,4	80	80	2019,68
TK1.1	ул. Героя Богданова д.2	22	50	50	302,50
TK2	ул. Героя Богданова д.4	6,5	50	50	89,38
TK2	ул. Героя Богданова д.6	12	50	50	165,00
TK7	ул. Героя Богданова д.7	21,7	50	50	298,38
TK4	ул. Героя Богданова д.8	34,9	50	50	479,88
TK5	ул. Героя Богданова д.9	3,7	50	50	50,88
TK4	ул. Героя Богданова д.10	8,6	50	50	118,25
TK13	ул. Героя Богданова д.11	28,7	50	50	394,63
TK13	ул. Героя Богданова д.12	40	50	50	550,00
TK14	ул. Героя Богданова д.13	13,6	40	40	187,00
TK14	ул. Героя Богданова д.14	19,8	40	40	272,25
TK14	ул. Героя Богданова д.15	15,3	40	40	210,38
TK14	ул. Героя Богданова д.16	21	40	40	288,75
TK15	ул. Героя Богданова д.17	10,7	40	40	147,13
TK16	ул. Героя Богданова д.18	21,5	40	40	295,63
TK16	ул. Героя Богданова д.19	45,8	40	40	629,75
TK16	ул. Героя Богданова д.20	19,2	40	40	264,00
TK16	ул. Героя Богданова д.22	40,8	40	40	561,00
TK7	ул. Литейная д.5а	2,3	50	50	31,63
TK8	ул. Литейная д.7	4	50	50	55,00
TK9	ул. Литейная д.9	7,2	50	50	99,00
TK12	ул. Литейная д.11	2,5	50	50	34,38
TK11	ул. Литейная д.13	18,1	50	50	248,88
Итого					19 232,82

Для реализации мероприятия по строительству ЦТП с теплообменниками и трубопроводами ГВС потребуются ориентировочные капиталовложения в размере 182,27 млн.руб. (в ценах 2022-2024 гг., без НДС), в том числе:

70,74 млн.руб. – строительство 3-х ЦТП с теплообменным оборудованием;

83,177 млн.руб. - строительство тепловых сетей необходимых для организации закрытой схемы теплоснабжения через ЦТП (с учетом стоимости замены трубопроводов в районе ул. Литейная и ул. Героя Богданова).

Кроме того, проектные работы по строительству 3-х ЦТП и тепловых сетей для организации закрытой схемы теплоснабжения оценены в 28,35 млн.руб.

Также необходимо провести мероприятие по установке узлов ввода тепловой энергии с автоматическим погодным регулированием блочного исполнения в МКД (13 шт), а именно: ул. Ленина, 52, ул. Ленина, 25, ул. Ленина, 31, ул. Ленина, 33, ул. Ленина, 13, ул. Ленина, 15, ул. Ленина, 19, ул. Ленина, 68, ул. Ленина, 70, ул. Ленина, 72, ул. Калинина, д.26, ул. Калинина, д.28 ул. Калинина, д.30. Затраты на реализацию данного мероприятия составят – 13,44304 млн.руб.

8.10. Оценка финансовых потребностей в строительстве и реконструкции тепловых сетей

Оценка финансовых потребностей для строительства и реконструкции тепловых сетей выполняются по укрупненным нормативам цены строительства в соответствии с Приложениями N 43 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

Оценка финансовых потребностей для строительства и реконструкции тепловых сетей определены по «Укрупненным нормативам цены строительства. НЦС 81-02-13-2022. Сборник № 13. Наружные тепловые сети». Расчет стоимости строительства выполнен с учетом индексов-дефляторов МЭР на год реализации мероприятия.

Совокупная стоимость капитальных вложений включает в себя затраты, связанные с расходами на:

- проектно-изыскательские работы;
- строительно-монтажные работы;
- технологическое оборудование;
- экспертизу и осуществление авторского надзора;
- часть затрат на ввод объекта в эксплуатацию (пусконаладочные работы «вхолостую»);
- расходы на регистрацию объекта;
- резерв средств на непредвиденные затраты и расходы.

Для приведения базовых цен (текущих) НЦС 81-02-13-2022 к ценам периода проведения работ использованы индексы цен производителей по видам экономической деятельности по строке «Капитальные вложения (инвестиции)», используемые для прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, от даты уровня цен принятого в НЦС до планируемой даты начала строительства, предусмотренные Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (разработан Минэкономразвития РФ) и Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (разработан Минэкономразвития РФ).

Поправочные индексы цен, использованные при оценке стоимости мероприятий представлены в таблице 8.10.1.

Таблица 8.10.1 Поправочные индексы цен, использованные при оценке стоимости мероприятий

Период	Индекс-дефлятор (%)
2018 г.	105,2
2019 г.	103,2
2020 г.	103,8
2021 г.	103,9
2022-2025 г.	104,2
2026-2030 г.	104,4

Таблица 8.10.2 Показатели стоимости строительства участка сети НЦС 81-02-13-2022 Сборник № 13.

Наружные тепловые сети. (Трубопроводы наружных сетей теплоснабжения в изоляции из пенополиуретана (ППУ): бесканальная прокладка на железобетонном основании по песчаной подготовке, в сухих грунтах, в траншеях с откосами без креплений, с погрузкой и вывозом грунта автотранспортом)

Номер расценок	Наименования	Цена тыс. руб. за 100 м
13-03-005-01	диаметром 50	1205,70
13-03-005-03	диаметром 70	1302,24
13-03-005-05	диаметром 80	1435,17
13-03-005-07	диаметром 100	1554,79
13-03-005-09	диаметром 125	1877,07
13-03-005-11	диаметром 150	2079,66
13-03-005-14	диаметром 200	3689,73
13-03-005-16	диаметром 250	4792,06
13-03-005-18	диаметром 300	5469,24
13-03-005-20	диаметром 400	7562,46
13-03-005-22	диаметром 500	9340,10
13-03-005-24	диаметром 600	11161,65

Показатели НЦС приведены без учета налога на добавленную стоимость.

При прокладке наружных сетей газоснабжения в стесненных условиях застроенной части городов к показателям НЦС применяется коэффициент 1,06.

Коэффициент перехода цен от базового района (Московская область) к уровню цен Ленинградской области на строительство сетей теплоснабжения – 0,84.

Коэффициент, учитывающий изменение стоимости строительства на территории Ленинградской области, связанный с климатическими условиями – 1.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них приведены в табл. 8.10.3.

Таблица 8.10.3 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, тыс. руб.

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Группа проектов 1-2. "Мероприятия на тепловых сетях и сооружениях на них"										
Всего капитальные затраты, без НДС	121090,67	92893,82	94489,10	53231,40	62158,90	27775,35	77557,40	59205,33	96822,50	134470,01
в т.ч. непредвиденные расходы	2421,81	1857,88	1889,78	1064,63	1243,18	555,51	1551,15	1184,11	1936,45	2689,40
НДС	24218,13	18578,76	18897,82	10646,28	12431,78	5555,07	15511,48	11841,07	19364,50	26894,00
Всего стоимость группы проектов	145308,80	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	145308,80	256781,39	370168,31	434045,98	508636,66	541967,08	635035,96	706082,35	822269,36	983633,37
Проекты ООО "Энерго-Ресурс"										
Всего капитальные затраты, без НДС	121090,67	92893,82	94489,10	53231,40	62158,90	27775,35	77557,40	59205,33	96822,50	134470,01
в т.ч. непредвиденные расходы	2421,81	1857,88	1889,78	1064,63	1243,18	555,51	1551,15	1184,11	1936,45	2689,40
НДС	24218,13	18578,76	18897,82	10646,28	12431,78	5555,07	15511,48	11841,07	19364,50	26894,00
Всего стоимость подгруппы проектов	145308,80	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	145308,80	256781,39	370168,31	434045,98	508636,66	541967,08	635035,96	706082,35	822269,36	983633,37
Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Строительство тепловых сетей"										
Всего капитальные затраты, без НДС	2009,88	923,70	1344,61	657,02	4018,49	2626,04	34152,93			
в т.ч. непредвиденные расходы	40,20	18,47	26,89	13,14	80,37	52,52	683,06			
НДС	401,98	184,74	268,92	131,40	803,70	525,21	6830,59			

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	2411,86	3520,30	5133,83	5922,25	10744,44	13895,68	54879,20			
Подгруппа проектов 001.02.01.001 "Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии)"										
Всего капитальные затраты, без НДС	2009,88	923,70	1344,61	657,02	4018,49	2626,04	34152,93			
в т.ч. недвижимые расходы	40,20	18,47	26,89	13,14	80,37	52,52	683,06			
НДС	401,98	184,74	268,92	131,40	803,70	525,21	6830,59			
Всего стоимость подгруппы проектов	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	2411,86	3520,30	5133,83	5922,25	10744,44	13895,68	54879,20			
Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Реконструкция и (или) модернизации тепловых сетей"										
Всего капитальные затраты, без НДС	23556,35	42027,07	28258,21	35480,57	40294,47	6518,15	23953,54	38898,56	75622,24	112336,93
в т.ч. недвижимые расходы	471,13	840,54	565,16	709,61	805,89	130,36	479,07	777,97	1512,44	2246,74
НДС	4711,27	8405,41	5651,64	7096,11	8058,89	1303,63	4790,71	7779,71	15124,45	22467,39
Всего стоимость подгруппы проектов	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Всего стоимость подгруппы проектов	28267,62	78700,10	112609,96	155186,64	203540,00	211361,79	240106,03	286784,30	377530,99	512335,30

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
накопленным итогом										
Подгруппа проектов 001.02.02.001 "Реконструкция и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса"										
Всего капитальные затраты, без НДС	10152,42	28060,18	28258,21	35480,57	40294,47	6518,15	23953,54	38898,56	75622,24	112336,93
в т.ч. непредвиденные расходы	203,05	561,20	565,16	709,61	805,89	130,36	479,07	777,97	1512,44	2246,74
НДС	2030,48	5612,04	5651,64	7096,11	8058,89	1303,63	4790,71	7779,71	15124,45	22467,39
Всего стоимость подгруппы проектов	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	12182,91	45855,12	79764,98	122341,66	170695,02	178516,81	207261,05	253939,32	344686,01	479490,32
Подгруппа проектов 001.02.02.002 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов"										
Всего капитальные затраты, без НДС	13403,93	13966,89								
в т.ч. непредвиденные расходы	268,08	279,34								
НДС	2680,79	2793,38								
Всего стоимость подгруппы проектов	16084,71	16760,27								
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	16084,71	32844,98								
Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Техническое обследование и паспортизация тепловых сетей, и кадастровые работы"										
Всего капитальные затраты, без НДС	2605,00	2714,41	2828,42	2947,21	3076,89	3212,27	3353,61	3501,17	3655,22	3816,05

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
в т.ч. непредвиденные расходы	52,10	54,29	56,57	58,94	61,54	64,25	67,07	70,02	73,10	76,32
НДС	521,00	542,88	565,68	589,44	615,38	642,45	670,72	700,23	731,04	763,21
Всего стоимость подгруппы проектов	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	3126,00	6383,29	9777,39	13314,04	17006,30	20861,03	24885,36	29086,76	33473,02	38052,28
Подгруппа проектов 001.02.04.000 "Ремонт тепловых камер в.ч. оборудование тепловых камер системой непрерывного мониторинга температуры и давления "										
Всего капитальные затраты, без НДС	12504,00	13029,17	13576,39	14146,60	14769,05	15418,89	16097,32	16805,60	17545,05	18317,03
в т.ч. непредвиденные расходы	250,08	260,58	271,53	282,93	295,38	308,38	321,95	336,11	350,90	366,34
НДС	2500,80	2605,83	2715,28	2829,32	2953,81	3083,78	3219,46	3361,12	3509,01	3663,41
Всего стоимость подгруппы проектов	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	15004,80	30639,80	46931,47	63907,40	81630,26	100132,93	119449,71	139616,44	160670,50	182650,94
Подгруппа проектов 001.02.05.000 "Мероприятия по переводу потребителей с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения "										
Всего капитальные затраты, без НДС	69212,90	34199,47	48481,47							
в т.ч. непредвиденные расходы	1384,26	683,99	969,63							
НДС	13842,58	6839,89	9696,29							

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов	83055,48	41039,36	58177,77							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	83055,48	124094,85	182272,61							
<i>Подгруппа проектов 001.02.05.001 "Строительство тепловых сетей необходимых для организации закрытой системы теплоснабжения через ЦТП "</i>										
Всего капитальные затраты, без НДС	26938,96	12809,92	29565,03							
в т.ч. непредвиденные расходы	538,78	256,20	591,30							
НДС	5387,79	2561,98	5913,01							
Всего стоимость подгруппы проектов	32326,76	15371,90	35478,04							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	32326,76	47698,66	83176,70							
<i>Подгруппа проектов 001.02.05.002 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе перекрестка ул. Гагарина и ул. Ленина "</i>										
Всего капитальные затраты, без НДС	34719,44									
в т.ч. непредвиденные расходы	694,39									
НДС	6943,89									
Всего стоимость подгруппы проектов	41663,33									
Всего стоимость подгруппы проектов	41663,33									

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
накопленным итогом										
Подгруппа проектов 001.02.05.003 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Привокзальная"										
Всего капитальные затраты, без НДС		13517,76								
в т.ч. непредвиденные расходы		270,36								
НДС		2703,55								
Всего стоимость подгруппы проектов		16221,31								
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом		16221,31								
Подгруппа проектов 001.02.05.004 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Литейной – Героя Богданова"										
Всего капитальные затраты, без НДС			10714,04							
в т.ч. непредвиденные расходы			214,28							
НДС			2142,81							
Всего стоимость подгруппы проектов			12856,84							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом			12856,84							
Подгруппа проектов 001.02.05.005 "Проектные работы по строительству 3-х ЦТП и тепловых сетей для организации закрытой схемы теплоснабжения "										
Всего капитальные затраты, без НДС	7554,50	7871,79	8202,40							

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
в т.ч. непредвиденные расходы	151,09	157,44	164,05							
НДС	1510,90	1574,36	1640,48							
Всего стоимость подгруппы проектов	9065,40	9446,15	9842,88							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	9065,40	18511,55	28354,43							
Подгруппа проектов 001.02.06.000 "Установка узлов ввода тепловой энергии с автоматическим погодным регулированием блочного исполнения в МКД "										
Всего капитальные затраты, без НДС	11202,53									
в т.ч. непредвиденные расходы	224,05									
НДС	2240,51									
Всего стоимость подгруппы проектов	13443,04									
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	13443,04									

8.11. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.

Относительно утвержденной схемы теплоснабжения скорректированы мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей, а также проиндексированы капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них.

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

9.1. Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

В соответствии с п. 10. статьи 20 ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»:

- с 1 января 2013 года подключение 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;

- 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.

При переводе потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему возможны следующие варианты:

- организация индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) у абонентов (установка теплообменного оборудования на контур ГВС);
- строительство центральных тепловых пунктов в кварталах застройки (ЦТП);
- организация четырехтрубной системы централизованного теплоснабжения от источников.

9.1.1. Организация индивидуальных тепловых пунктов

Индивидуальный тепловой пункт (ИТП) – комплекс технических устройств, предназначенный для присоединения систем теплоснабжения здания (отопление, вентиляция и ГВС) к тепловой сети и для передачи, трансформации и распределения тепловой энергии теплоносителя от тепловой сети к системам теплоснабжения жилых, общественных, производственных, складских и других зданий.

ИТП используется для обслуживания одного потребителя (здания или его части) и, как правило, располагается в подвальном или техническом помещении здания. Однако, в силу особенностей обслуживаемого здания, ИТП может быть размещен в отдельно стоящем сооружении.

Основными задачами ИТП являются:

- преобразование вида теплоносителя;
- контроль параметров режимов теплоносителя и их автоматизированное регулирование (величина расхода, уровень напора, температура, и т.д.);
- распределение теплоносителя по системам теплоснабжения;
- коммерческий учет потребляемой тепловой энергии;

- автоматическое поддержание уровня температуры горячей воды с учетом требований санитарных норм;
- автоматическое поддержание температуры воды в системе отопления в зависимости от температуры наружного воздуха, времени суток, рабочего графика и т.д.;
- автоматизированный вывод информации на пункт диспетчеризации;
- возможность дистанционного контроля и управления через модем;
- сигнализация в случае аварийной и внештатной ситуации.

В состав ИТП может входить следующее теплоэнергетическое оборудование и вспомогательное оборудование:

- теплообменные аппараты (осуществляют передачу тепла);
- запорная и регулирующая арматура;
- насосы (при необходимости);
- контрольно-измерительные приборы;
- контроллеры;
- щиты электроуправления.

Наиболее простой и распространенной схемой присоединения системы ГВС в ИТП является схема с одноступенчатым параллельным присоединением подогревателей горячего водоснабжения (рисунок 9.1.1). Подогреватели присоединены к той же тепловой сети, что и системы отопления зданий. Вода из наружной водопроводной сети подается в подогреватель ГВС, где нагревается сетевой водой, поступающей из подающего трубопровода тепловой сети.

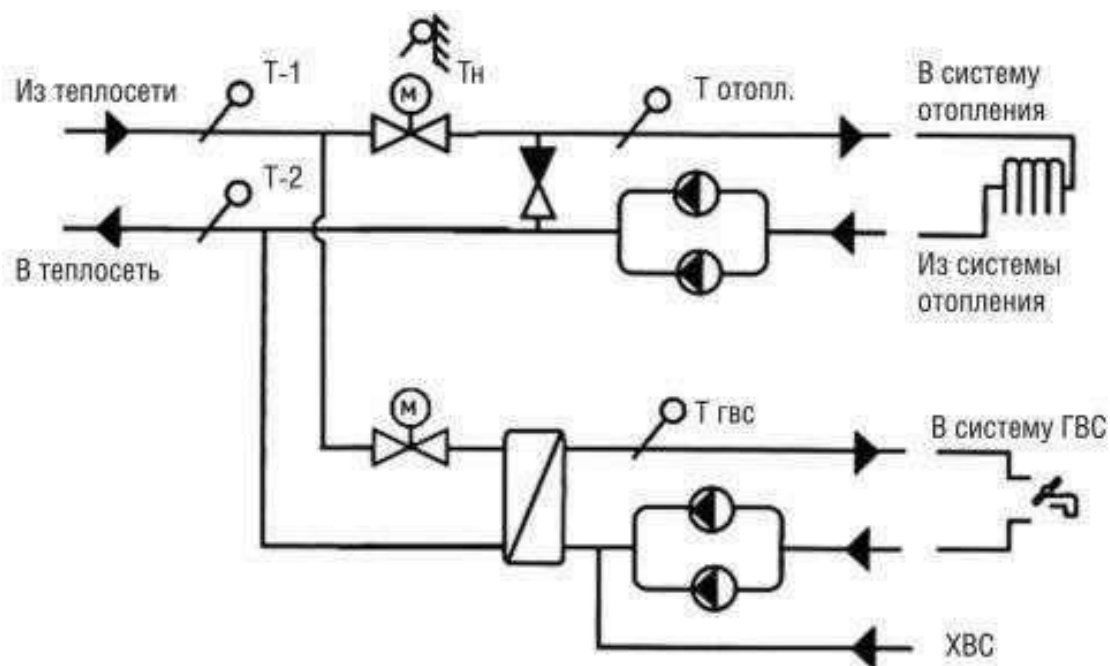


Рисунок 9.1.1. Схема с зависимым присоединением системы отопления к тепловой сети и одноступенчатым параллельным присоединением теплообменника ГВС

Охлажденная сетевая вода подается в обратный трубопровод тепловой сети. После подогревателя горячего водоснабжения нагретая водопроводная вода подается в систему ГВС. Если водоразборные приборы в этой системе закрыты (к примеру, в ночное время), то горячая вода по циркуляционному трубопроводу снова подается в подогреватель ГВС.

Данную схему с одноступенчатым параллельным присоединением подогревателей горячего водоснабжения рекомендуется применять, если отношение максимального расхода теплоты на ГВС зданий к максимальному расходу теплоты на отопление зданий менее 0,2 или

более 1,0 (согласно СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»). Схема используется при нормальном температурном графике сетевой воды в тепловых сетях.

Помимо схемы с одноступенчатым параллельным присоединением подогревателей горячего водоснабжения, применяется двухступенчатая система подогрева воды в системе ГВС. В зимний период холодная водопроводная вода сначала подогревается в теплообменнике первой ступени (с 5° до 30 °С) теплоносителем из обратного трубопровода системы отопления, а затем, для окончательного догрева воды до необходимой температуры (60 °С) используется сетевая вода из подающего трубопровода тепловой сети (рисунок 1.1.2). Идея состоит в том, чтобы использовать для нагрева тепловую энергию обратной линии от системы отопления. При этом сокращается расход сетевой воды на подогрев воды в системе ГВС. В летний период нагрев происходит по одноступенчатой схеме.

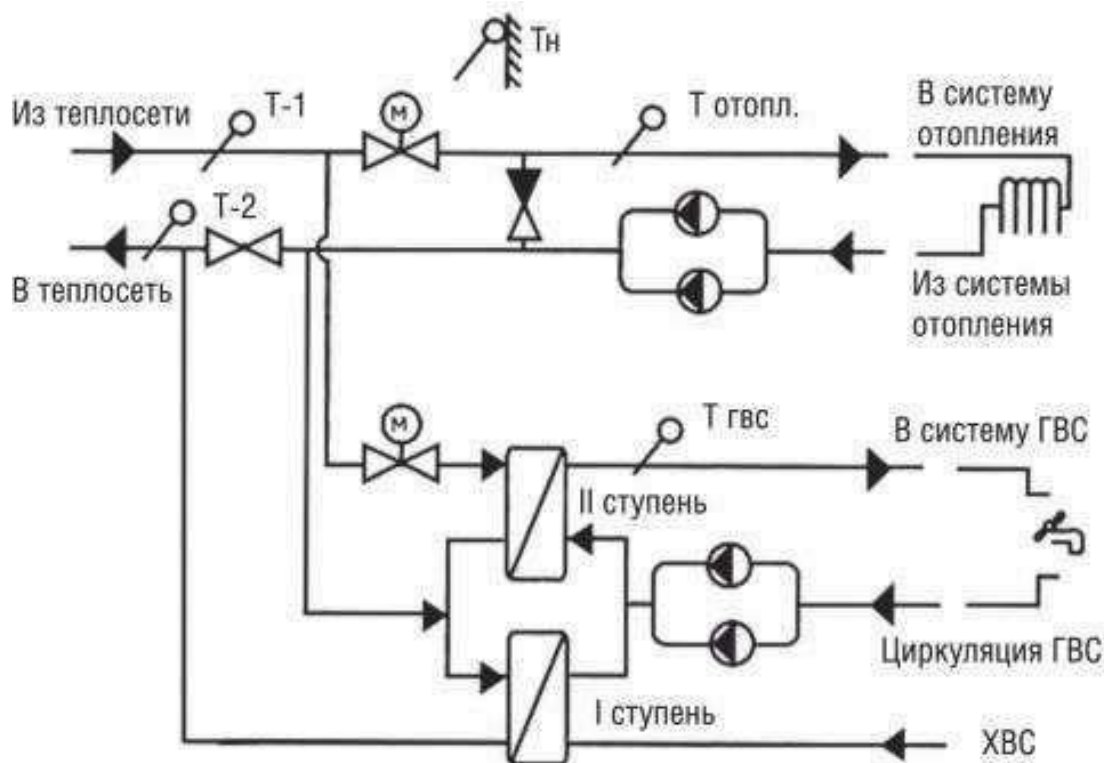


Рисунок 9.1.2. Схема теплового пункта с зависимым присоединением системы отопления к тепловой сети и двухступенчатым нагревом воды

В настоящий момент широкое распространение получили блочные индивидуальные тепловые пункты (БИТП), предназначенные для передачи тепловой энергии, а также контроля и автоматического регулирования параметров теплоносителя, подаваемого от наружных тепловых сетей в систему отопления, систему горячего водоснабжения, систему вентиляции, систему кондиционирования жилых и общественных зданий, а также производственных помещений.

БИТП состоят из модулей высокой заводской готовности, что позволяет уменьшить время монтажных и пуско-наладочных работ, а также их стоимость.

Полностью автоматизированные индивидуальные тепловые пункты с высокой точностью поддерживают температуру теплоносителя обслуживаемых систем и выдерживают пиковые нагрузки в пределах заявленной максимальной мощности. Автоматизация теплового пункта с системой диспетчеризации представляет собой «программно-технический комплекс в комплексе ИТП» и предоставляет возможность управления режимами теплоснабжения потребителей, без постоянного обслуживающего персонала.

Комплексная реконструкция системы отопления и ГВС (закрытая независимая схема теплоснабжения как по отоплению, так и по ГВС) имеет следующие преимущества:

- для теплоснабжающих организаций – снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;
- для теплоснабжающих организаций – уменьшение величины подпиточной воды и расходов на ее приготовление;
- для потребителей – кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей (ликвидация перетопов и недотопов) – снижение потребления и эффективное распределение тепловой энергии;
- для потребителей – увеличение надёжности теплоснабжения: при аварии на теплосетях у теплоснабжающей организации циркуляция у потребителя сохраняется, что практически исключает возможность «размораживания» систем отопления;
- для потребителей – в связи с отдельными контурами потребителей и теплоснабжающей организации практически исчезают спорные вопросы по расчётам за потребление тепловой энергии.

На основании опыта по внедрению и эксплуатации ИТП в рамках проектов по модернизации систем теплоснабжения можно выделить следующие факторы экономии (снижения потребления тепловой энергии), представленные в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 Факторы экономии при модернизации систем теплоснабжения с внедрением ИТП

Фактор экономии	Примечания	Для жилых зданий	Для производственных / административных зданий
Снижение температуры теплоносителя в системе теплопотребления при повышении температуры наружного воздуха (погодное регулирование) и устранение перетопов в переходные, межсезонные периоды	В «межсезонье» перетоп вызван необходимостью подачи в здания теплоносителя для нужд приготовления воды ГВС с температурой, слишком высокой для отопления	15-20 %	15-20 %
Снижение температуры воздуха в помещениях в часы отсутствия там людей	Выходные дни и ночное время		10–15 %
Учет тепловой инерционности здания и существенной разницы температуры наружного воздуха в дневное и ночное время суток	Принятие во внимание показаний установленного датчика внутренней температуры воздуха (интегральная величина при установке, например в общем вентиляционном канале) и с помощью использования электронно-запрашиваемого прогноза погоды (долгосрочно ли изменение температуры наружного воздуха)	3–5 %	3–5 %
Применение графика качественного регулирования	При условии постоянства расхода теплоносителя в системе отопления	3–5 %	3–5 %

Фактор экономии	Примечания	Для жилых зданий	Для производственных / административных зданий
Учёт тепловыделений и применение различных алгоритмов оптимизации регулирования для жилых и административных (производственных) зданий	Бытовых - для жилья и производственных – для предприятий	5- 7 %	5- 7 %
Возможность нормированного снижения нагрузки на отопление в часы максимальной нагрузки на горячее водоснабжение	Приоритет ГВС для жилья	1–3 %	
ИТОГО, суммарная экономия		25-40%	35-50%

Данный вариант перевода потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему является наиболее приоритетным.

9.1.2. Строительство центральных тепловых пунктов

Центральный тепловой пункт (ЦТП) – комплекс технических устройств, предназначенный для присоединения, передачи и распределения тепловой энергии нескольким потребителям. В ЦТП подключаются группы однородных систем теплоснабжения: отопление, вентиляция и ГВС большинства зданий микрорайона/квартала.

ЦТП должны размещаться на границах между магистральными и распределительными (квартальными) сетями и служат для распределения теплоносителя по системам отопления и горячего водоснабжения обслуживаемых зданий, а также функции обеспечения безопасности, управления и учета.

Принципиальная схема ЦТП представлена на рисунке 9.1.3

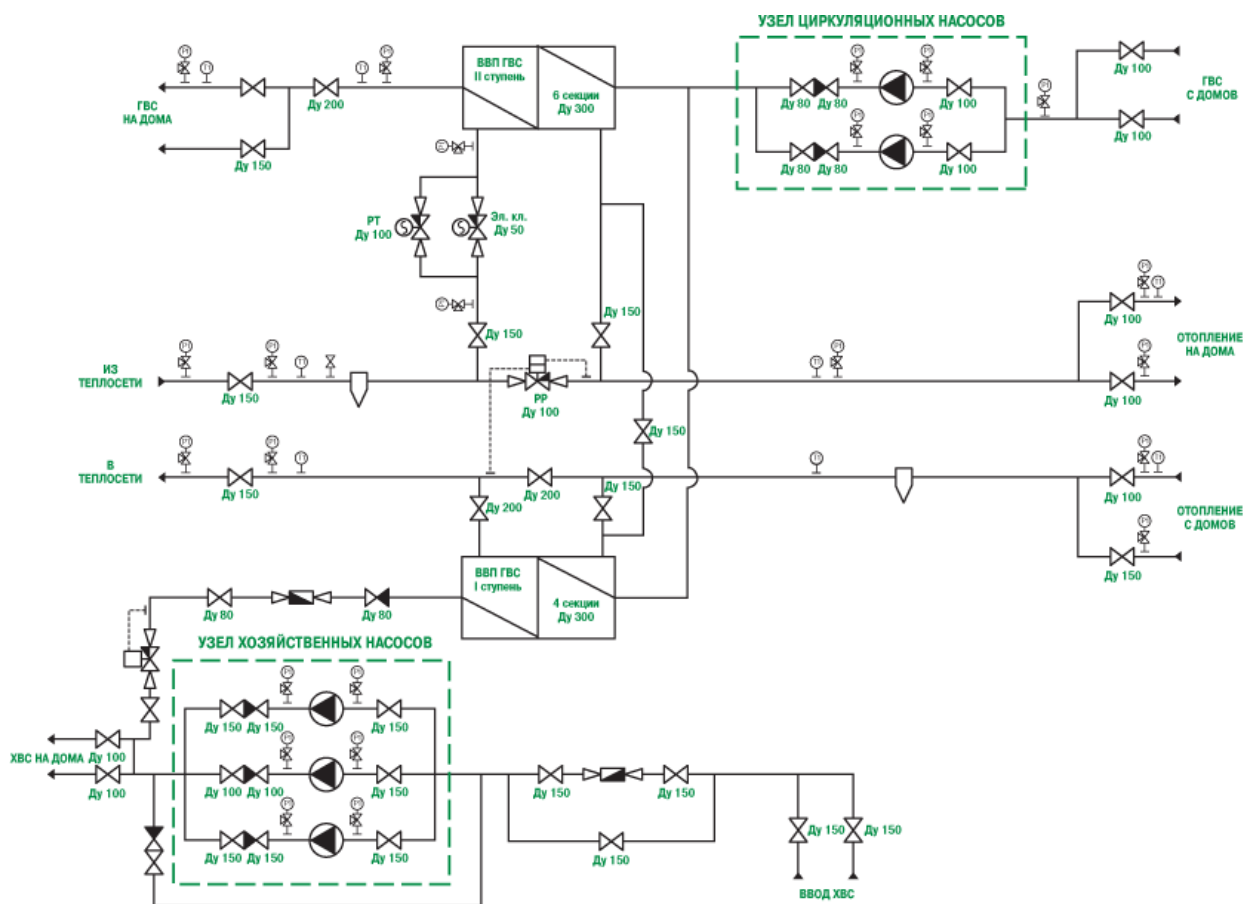


Рисунок 9.1.3. Принципиальная схема ЦТП

Основные задачи ЦТП:

- автоматическое распределение теплоносителя, поступающего от теплоисточника по магистральным сетям в распределительные сети, в количествах, соответствующих потребности абонентов;
- телемеханический контроль за параметрами поступающего теплоносителя и приборный учет расхода теплоты, полученной потребителями;
- автоматическое регулирование параметров теплоносителя, поступающего в распределительные сети в соответствии с характеристиками группы потребителей;
- защита от нарушения гидравлического режима сетей при временных нарушениях теплового режима теплоисточником, а также от утечек в распределительных сетях;
- защита местных систем отопления от аварийного повышения давления в магистральных сетях (гидравлические удары и ошибки при переключениях);
- водоподготовка для ГВС;
- обеспечение отключения отопления или горячего водоснабжения в случае необходимости.

В состав ЦТП может входить следующее теплоэнергетическое и вспомогательное оборудование:

- теплообменные аппараты для нагрева воды теплоносителем из магистральных сетей;
- насосы (циркуляционные насосы ГВС и системы отопления, насос подпитки, смесительный, резервный/аварийный);

- регулирующая арматура;
- запорно-предохранительное оборудование (краны, задвижки, клапаны);
- контрольно-измерительные приборы (счетчики, приборы учета тепла, манометры и др.);
- система автоматизированного контроля, управления и регулирования гидравлическим и тепловым режимами;
- система водоподготовки;
- расширительный бак для компенсации расширения теплоносителя в системе отопления.

Квартальные сети отопления в ЦТП подключаются к тепловой сети либо через водонагреватель по независимой схеме, либо по зависимой схеме с циркуляционно-подмешивающим насосом, установленным в зависимости от давлений в подающем и обратном трубопроводах на перемычке между этими трубопроводами, либо на одном из них. Регулирование тепловой нагрузки отопления осуществляется изменением расхода теплоносителя из тепловой сети путем открытия или закрытия регулирующего клапана.

Применение такого автоматического регулирования подачи тепла на отопление в ЦТП обеспечивает экономию тепла до 15% от годового потребления за счет ликвидации срезки температурного графика на уровне 70-80 °С (из-за необходимости нагрева воды горячего водоснабжения) и за счет снижения подачи тепла с учетом возрастающей доли внутренних тепловыделений в тепловом балансе здания с увеличением температуры наружного воздуха.

Данный вариант перевода потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему так же имеет место быть реализованным.

9.1.3. Организация четырехтрубной системы централизованного теплоснабжения

В четырехтрубной системе подача тепла на отопление и горячее водоснабжение разделена по двум парам труб. На рисунке представлена схема четырехтрубной системы теплоснабжения.

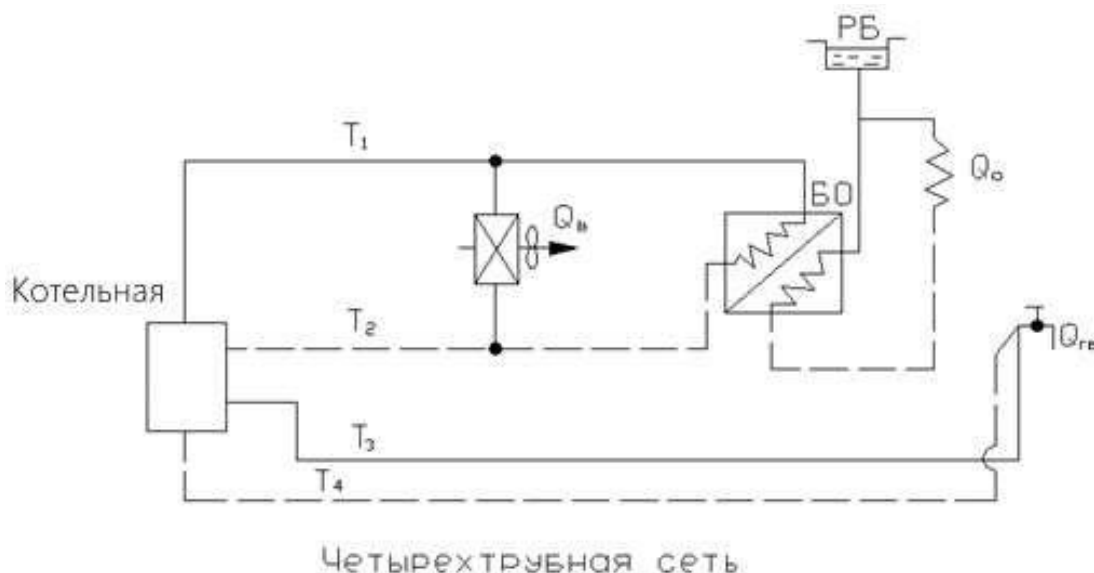


Рисунок 9.1.4. Схема четырехтрубной системы теплоснабжения

Вода для горячего водоснабжения приготавливается на источнике теплоснабжения и по отдельному трубопроводу подается абонентам, рециркуляционная вода возвращается для подогрева к источнику. По другой паре трубопроводов подается и отводится теплоноситель для системы отопления и вентиляции.

Основной недостаток такой системы теплоснабжения – большая металлоемкость и, как следствие, значительные эксплуатационные затраты.

Переход на закрытую схему ГВС с организацией четырехтрубной системы теплоснабжения от источников приведет к увеличению протяженности тепловых сетей (необходимо будет проложить трубопроводы от источников теплоснабжения до каждого потребителя ГВС), что потребует значительных финансовых затрат, а также повлечет за собой земляные работы по всему поселению во время прокладки трубопроводов. В дальнейшем это приведет к увеличению затрат на ремонт и реконструкцию тепловой сети.

9.1.4. Преимущества и недостатки выбора четырехтрубной системы

Четырехтрубная система «+»:

- отсутствие необходимости индивидуального подхода к каждому потребителю для подбора оборудования;
- сокращение времени на обслуживание оборудования, установленное в одном месте.

Четырехтрубная система «-»:

- необходимость капитальных вложений в строительство и последующее обслуживание магистральных и квартальных трубопроводов ГВС;
- сложность согласования участка земли под строительство в границах устоявшегося квартала (повлечет за собой внесение изменения в проект планировки и межевания для отвода земли под строительство трубопроводов);
- строительство трубопроводов ГВС будет сопровождаться неудобствами для населения т.к. потребуются перекапывать кварталы для прокладки;
- наличие тепловых потерь и утечек в сетях ГВС;
- необходимость капитальных вложений в организацию контура ГВС на источниках теплоснабжения;
- затраты на поддержание оборудования контура ГВС на источниках теплоснабжения в исправном состоянии.

Ухудшению качества горячей воды для четырехтрубной закрытой системы горячего водоснабжения непосредственно способствуют большая протяженность участков тепловой сети, наличие застойных зон и тупиковых точек, неравномерный водоразбор, возможное отключение горячей воды в ночные часы, проведение ремонтных работ и пр.

9.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии

Согласно СП 124.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»:

Основным критерием регулирования является поддержание температурного и гидравлического режима у потребителя тепла.

На источнике тепла следует предусматривать следующие способы регулирования:

- количественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, расхода теплоносителя в тепловых сетях на выходных задвижках источника теплоты;
- качественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, температуры теплоносителя на источнике теплоты;

- центральное качественно-количественное по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения - путем регулирования на источнике теплоты, как температуры, так и расхода сетевой воды.

При регулировании отпуска теплоты для подогрева воды в системах горячего водоснабжения потребителей температура воды в подающем трубопроводе должна обеспечивать, для открытых и закрытых систем теплоснабжения, температуру горячей воды у потребителя в диапазоне, установленном СанПиН 2.1.4.1074.

При центральном качественном и качественно-количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления.

Для отдельных водяных тепловых сетей от одного источника теплоты к предприятиям и жилым районам допускается предусматривать разные графики температур теплоносителя.

Система теплоснабжения Приозерского городского поселения изначально запроектирована под качественное регулирование, соответственно характеристика тепловых сетей и схемы присоединения спроектированы и смонтированы для этого метода регулирования.

Действующие температурные графики источников тепловой энергии приведены в Главе 1.

При рассмотрении вопроса об изменении температурного графика, необходимо сравнить следующие параметры:

- гидравлические потери (затраты на электроэнергию);
- ограничения по максимальной температуре (согласно испытаниям, на максимальную температуру).

При снижении параметров теплоносителя, - снижаются тепловые потери, но растут гидравлические. Тепловые потери, при увеличении параметров в подающем трубопроводе, растут существенно быстрее, чем гидравлические потери, однако снижение температурного графика ниже существующего, не даст возможности подать расчетный объем тепловой энергии по магистральным сетям ввиду чего его снижение без дорогостоящей реконструкции не представляется возможным. Повышение же температурного графика также нецелесообразно, т.к. это неизбежно повлечет рост тепловых потерь, и, стало быть, затрат на транспорт тепловой энергии, что в свою очередь станет катализатором роста тарифа для конечного потребителя.

Основываясь на вышеуказанных доводах, изменение существующего температурного графика отпуска ТЭ нецелесообразно.

9.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей представлены в п.8, дополнительных мероприятий по реконструкции участков тепловых сетей не потребуется.

Помимо указанного, выполненный посредством электронной модели систем ТС гидравлический расчет перспективных тепловых сетей не выявил необходимости

реконструкции участков сетей с уменьшением диаметра при прекращении использования открытых систем ГВС.

Исходя из объемов теплоносителя, подаваемого в тепловые сети на нужды ГВС за 2021 г., при определении производительности основных сооружений централизованных систем холодного водоснабжения, следует прогнозировать соответствующее увеличение нагрузки, связанное с прекращением использования открытых систем ГВС по рассматриваемому в настоящей работе варианту.

9.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения

В настоящее время у потребителей с установленными АИТП в подвалах зданий наблюдается несоблюдение требований СанПиН 2.1.4.2496-09 "Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения", в соответствии с которыми значение температуры в водоразборных устройствах у потребителей должна быть не ниже 60 °С и не выше 75 °С. Для устранения данного несоответствия требуется провести мероприятия по корректировке температурного графика на котельных № 1, 2. В отличие от существующего температурного графика предлагаемый данной схемой теплоснабжения температурный график будет иметь повышенную на 5 °С температуру нижней срезки.

Температурный график, составленный по результатам корректировки, обоснованный отчетом о корректировке температурного графика № 7-2017-С, представлен на рисунке 9.4.1.

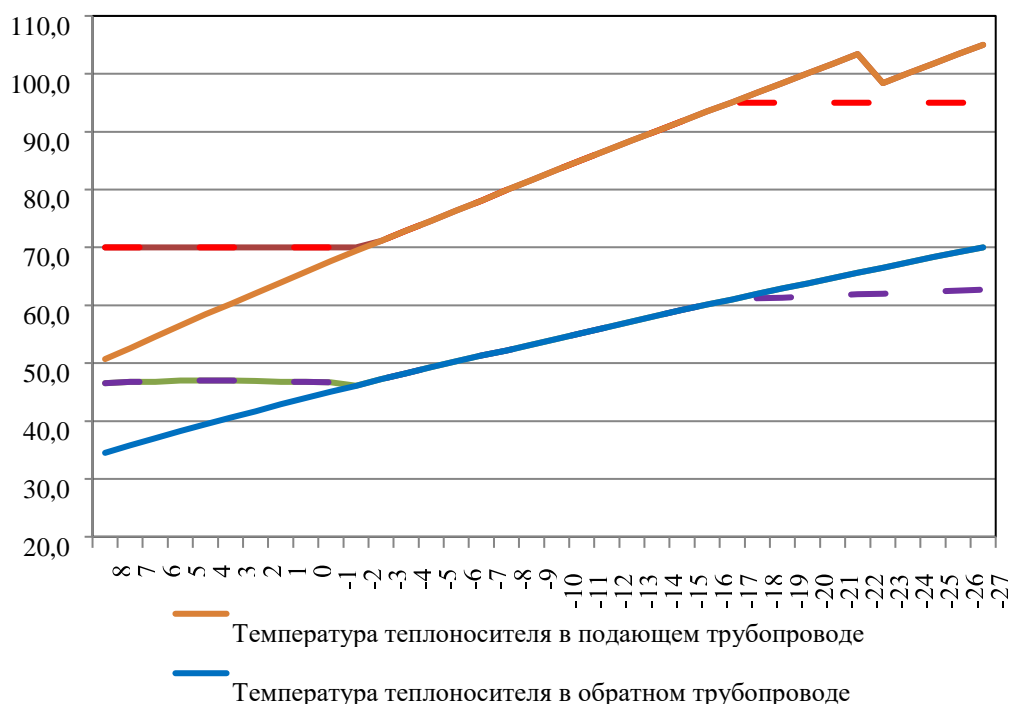


Рисунок 9.4.1. Предлагаемый схемой теплоснабжения температурный график

В результате повышения температуры нижней срезки с 65 °С до 70 °С у потребителей без погодного регулирования в ИТП будет наблюдаться увеличение значения перетопов при температурах наружного воздуха больших, чем температура точки излома. Изменение температуры воздуха внутри помещения и тепловой нагрузки при температурах наружного воздуха больших температуры точки излома рассмотрено на примере отдельного потребителя с нагрузкой на отопление 0,2 Гкал/ч и представлено в таблице 9.4.1.

Таблица 9.4.1 Значения температур внутреннего воздуха и значения нагрузки потребителя при сохранении постоянного расхода

Температура наружного воздуха, °С	Расчётная тепловая нагрузка потребителя, Гкал/ч	Температуры в прямом и обратном трубопроводе при температуре нижней срезки равной 65 °С	Температуры в прямом и обратном трубопроводе при температуре нижней срезки равной 70 °С	Тепловая нагрузка и её отклонение от расчетной при температуре нижней срезки равной 65 °С	Тепловая нагрузка и её отклонение от расчетной при температуре нижней срезки равной 70 °С	Температура внутри помещения при температуре нижней срезки равной 65 °С	Температура внутри помещения при температуре нижней срезки равной 70 °С
-5	0,105	65 / 44,9	70 / 48,3	0,105 (0%)	0,105 (0%)	18	18
-4	0,100	65 / 45,2	70 / 48,6	0,100 (0%)	0,100 (0%)	18	18
-3	0,095	65 / 45,5	70 / 48,9	0,095 (0%)	0,095 (0%)	18	18
-2	0,091	65 / 45,8	70 / 49,2	0,091 (0%)	0,092 (2%)	18	18,3
-1	0,086	65 / 46,1	70 / 49,5	0,086 (0%)	0,091 (5%)	18	19
0	0,082	65 / 46,4	70 / 49,9	0,082 (1%)	0,090 (9%)	18,1	19,7
+1	0,077	65 / 46,8	70 / 50,2	0,081 (5%)	0,088 (14%)	18,8	20,4
+2	0,073	65 / 47,1	70 / 50,5	0,080 (10%)	0,087 (19%)	19,5	21,1
+3	0,068	65 / 47,4	70 / 50,8	0,078 (15%)	0,085 (25%)	20,2	21,8
+4	0,064	65 / 47,7	70 / 51,1	0,077 (21%)	0,084 (32%)	20,9	22,5
+5	0,059	65 / 48,0	70 / 51,4	0,075 (28%)	0,082 (40%)	21,6	23,1
+6	0,055	65 / 48,3	70 / 51,8	0,074 (36%)	0,081 (49%)	22,3	23,8
+7	0,050	65 / 48,6	70 / 52,1	0,073 (45%)	0,080 (59%)	23	24,5
+8	0,045	65 / 49,0	70 / 52,4	0,071 (57%)	0,078 (72%)	23,7	25,2

Как видно из таблицы 9.4.1 превышение расчетной тепловой нагрузки потребителей при высоких температурах наружного воздуха, в следствии повышения температуры срезки и сохранении постоянного расхода теплоносителя, могут достигать более 50 %. Во избежание увеличения значений перетоков и как следствие повышения затрат на отопление потребителям рекомендуется установить регуляторы расхода на отопление и организовать регулируемые автоматические насосные переключки между прямым и обратным трубопроводами в ИТП.

Также в результате повышения температуры нижней срезки до 70 °С произойдет увеличение тепловых потерь у ресурсоснабжающей организации, особенно в межотопительный период, в режиме подачи тепловой энергии на ГВС.

Для экономической оценки данного мероприятия в разрезе ресурсоснабжающей организации необходимо дополнительно провести расчет нормативных и фактических теплотерь на тепловых сетях после окончания плановых работ 2017-2022 годов по закрытию систем теплоснабжения города.

9.5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения

Качество горячего водоснабжения регламентируется разделом II Приложения 1 к Правилам предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденным Постановлением Правительства РФ от 6.05.2011 г. № 354 (ред. от 27.03.2018 г., с изм. на 22.05.2019 г.) «О предоставлении

коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (вместе с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»).

Пунктом 5, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия температуры горячей воды в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496-09): при эксплуатации ЦГВС температура воды в местах водоразбора не должна быть ниже + 60°C, статическом давлении не менее 0,05 МПа при заполненных трубопроводах и водонагревателях водопроводной водой.

Допустимое отклонение температуры горячей воды в точке разбора: в ночное время (с 00.00 до 5.00 часов) не более чем на 5°C; в дневное время (с 5.00 до 00.00 часов) не более чем на 3°C.

Пунктом 6, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия состава и свойств горячей воды требованиям в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496-09): отклонение состава и свойств горячей воды от требований законодательства Российской Федерации о техническом регулировании не допускается.

Пунктом 7, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия давления в системе горячего водоснабжения в точке разбора – от 0,03 МПа (0,3 кгс/кв. см) до 0,45 МПа (4,5 кгс/кв.): отклонение давления в системе горячего водоснабжения не допускается.

В соответствии с требованиями приказа Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 4.04.2014 №162/пр

«Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей» показателями качества горячей воды являются:

а) доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды;

б) доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды.

Жалобы от потребителей по качеству воды отсутствуют, теплоснабжающие организации в рамках своей производственной программы контролируют качество ГВС.

Показателями энергетической эффективности являются:

а) Уровень потерь воды (тепловой энергии в составе горячей воды).

Целевой показатель потерь воды определяется исходя из данных регулируемой организации об отпуске тепловой энергии и устанавливается в процентном соотношении к фактическим показателям деятельности регулируемой организации на начало периода регулирования.

На перспективу до 2031 года предполагается снижение фактических потерь тепловой энергии за счет реализации мероприятия по перекладке ветхих сетей.

9.6. Предложения по источникам инвестиций

В соответствии с требованиями ФЗ от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» принятие решений о порядке и сроках прекращения ГВС с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС) и об организации перевода абонентов, объекты капитального строительства которых подключены (технологически присоединены) к таким системам, на иную систему ГВС, входит в полномочия органов местного самоуправления.

ФЗ от 07.12.2011 № 416-ФЗ в части рассматриваемого вопроса предусматривает:

- В соответствии с пунктом 3 Статьи 38 Схемы водоснабжения и водоотведения (определение в соответствии с указанным ФЗ) помимо прочего должны содержать плановые значения показателей развития централизованных систем водоснабжения и водоотведения, а также решения органов местного самоуправления о прекращении ГВС с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС) и о переводе абонентов, объекты которых подключены (технологически присоединены) к таким системам, на иные системы ГВС;
- В соответствии с пунктом 8 Статьи 4 в случае, если ГВС осуществляется с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС), программы финансирования мероприятий по их развитию (прекращение ГВС с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС) и перевод абонентов, подключенных (технологически присоединенных) к таким системам, на иные системы ГВС) включаются в утверждаемые в установленном законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения порядке инвестиционные программы теплоснабжающих организаций, при использовании источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей которых осуществляется ГВС. Затраты на финансирование данных программ учитываются в составе тарифов в сфере теплоснабжения.

В настоящее время на территории Приозерского городского поселения потребители, теплопотребляющие установки которых подключены к тепловым сетям по открытой схеме и используются на нужды теплоснабжения и (или) ГВС, присутствуют в системе и от Котельной №1, и от котельной № 2.

Отношения, регулирующие порядок прекращения ГВС, осуществляемого с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС) в случае неудовлетворительного качества подаваемой абонентам горячей воды, рассмотрены в постановлении Правительства РФ от 29.07.2013 № 642, в частности:

- В соответствии с пунктом 117 решение о прекращении ГВС с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС) и об организации перевода абонентов, подключенных (присоединенных) к таким системам, на иную систему ГВС принимается органом местного самоуправления в отношении организации, осуществляющей ГВС с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС);
- В соответствии с пунктом 118 для принятия решения орган местного самоуправления в течение 3 рабочих дней со дня получения уведомления территориального органа федерального органа исполнительной власти,

осуществляющего федеральный государственный санитарно-эпидемиологический надзор, о несоответствии средних уровней показателей проб горячей воды после ее приготовления нормативам качества горячей воды направляет организации, осуществляющей ГВС с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС), письменный запрос о представлении результатов технического обследования объектов и сетей открытой системы теплоснабжения (ГВС), принадлежащих на законном основании организации, осуществляющей ГВС, и ориентировочного плана мероприятий по приведению качества горячей воды в соответствие с установленными требованиями с указанием финансовых потребностей для реализации мероприятий при наличии технической возможности их проведения либо обоснования отсутствия технической возможности для проведения мероприятий. Указанная информация представляется в органы местного самоуправления в письменном виде с приложением обосновывающих документов и расчетов в течение 10 рабочих дней со дня получения соответствующего запроса;

- В соответствии с пунктом 119 орган местного самоуправления рассматривает представленные документы и в случае наличия технической возможности для проведения мероприятий на основании представленного организацией, осуществляющей ГВС с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС), расчета финансовых потребностей для реализации таких мероприятий вносит изменения в техническое задание на разработку или корректировку инвестиционной программы в части учета мероприятий, за исключением случая, если низкое качество горячей воды вызвано несоответствием параметров тепловой энергии (теплоносителя), используемой для приготовления горячей воды, установленным требованиям;
- В соответствии с пунктом 120 в случае отсутствия технической возможности и (или) экономической нецелесообразности проведения мероприятий орган местного самоуправления в течение 8 рабочих дней со дня получения от организации, осуществляющей ГВС с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС), документов, указанных в пункте 118 Правил, направляет в такую организацию запрос о представлении информации о технической возможности перевода абонентов, подключенных к открытой системе теплоснабжения (ГВС), на закрытую систему ГВС с приложением ориентировочного плана мероприятий по переводу абонентов на закрытую систему ГВС, предусматривающего финансовые потребности для реализации данных мероприятий. Указанная информация представляется в орган местного самоуправления в письменном виде с приложением обосновывающих документов и расчетов в течение 20 рабочих дней со дня получения соответствующего запроса;
- В соответствии с пунктом 120 орган местного самоуправления до 1 июля принимает решение о порядке и сроках прекращения ГВС с использованием открытых систем теплоснабжения (ГВС) и об организации перевода абонентов, подключенных к таким системам, на иную систему ГВС (далее - решение о

прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения).

Таким образом, следует сделать вывод о том, что органы местного самоуправления принимают решение о прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) **после тщательного обследования и обоснования выбранного способа.**

Ключевым понятием, определяющим, кто должен оплачивать переход к закрытым системам, является «бремя собственности»: до границы балансовой принадлежности работы оплачивает собственник тепловых сетей, за границей - собственник здания. В таком случае стоимость работ по созданию или реконструкции внутридомовых сетей ляжет на жильцов МКД.

С учетом вышесказанного, а также опираясь на актуальную повестку по вопросу прекращения использования систем ГВС, работающих по открытой схеме, а именно вопрос передачи полномочий по принятию решений на региональный уровень (на основании технико-экономического обоснования) следует заключить, что как на момент принятия соответствующего законодательства, так и на момент проведения настоящей актуализации Схемы вопросы планирования и финансирования мероприятий не отрегулированы на федеральном законодательном уровне.

Так, в настоящий момент Департаментом развития ЖКХ министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой РФ) разработан и находится на рассмотрении проект Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» в части исключения запрета на использование централизованных открытых систем теплоснабжения (ГВС) для нужд ГВС», в соответствии с которым ему при решении о «закрытии» систем ГВС обязательной станет оценка эффективности и целесообразности предполагаемых изменений по ряду параметров, без которой утверждать переход к закрытым системам ГВС будет нельзя (законопроект внесен в Правительство РФ, внесение его в Государственную Думу ожидается позднее в 2021 г.).

Поскольку организация тепло- и водоснабжения в границах поселения, муниципальных и городских округов относится к вопросам местного значения, окончательное решение данного вопроса остаётся за муниципальными образованиями. Ретроспективный анализ темпов «закрытия» открытых систем ГВС на территории РФ позволяет сделать вывод о том, что нормы, касающиеся перехода на закрытые системы ГВС, исполняются лишь в части **запрета на подключение строящихся объектов капитального строительства абонентов к централизованным открытым системам ГВС (теплоснабжения).** Реализация запрета их использования с 1 января 2022 года для существующих объектов капитального строительства абонентов является объективно невыполнимой: с 2011 года доля многоквартирных жилых домов, получающих ГВС (теплоснабжение) по закрытой схеме, увеличилась только на 10 %, и преимущественно за счет подключения новых объектов.

Многочисленные обращения муниципальных органов в Правительство РФ, Федеральное Собрание РФ, профильные министерства свидетельствуют о неготовности регионов к переходу на закрытую систему ГВС и, прежде всего, из-за отсутствия источников финансирования, окупаемости и, соответственно, отсутствия экономической целесообразности (окупаемости) или технологической возможности перехода.

С высокой долей вероятности, сроки «закрытия» систем ГВС, установленные в актуальной редакции ФЗ от 27.07.2010 № 190, вновь будут пересмотрены, или же ускорятся

принятие подготовленного Минстроем РФ законопроекта с обязательной разработкой мер по финансовому, организационному и нормативному обеспечению в случае принятии решения при разработке и утверждении Схем теплоснабжения необходимости перехода на закрытые системы ГВС.

Таким образом, источником финансирования перехода на закрытую схему ГВС для многоквартирных домов в рамках настоящей актуализации Схемы ТС предусмотрены бюджетные средства, а также средства жителей за счет средств фонда капитального ремонта и/или энергосервисного механизма. Для бюджетных организаций – бюджетные средства. Для иных юридических лиц – собственные средства. В отдельных случаях возможна разработка программы софинансирования данных мероприятий со стороны муниципального образования. Переход на закрытую схему ГВС частных домовладений и предприятий предусматривается за собственный счет.

9.7. Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов

В рамках настоящей актуализации Схемы ТС данная Глава разработана впервые

10. ГЛАВА 10 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

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

10.1.1. Перспективные топливные балансы источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

На территории Приозерское городское поселения отсутствуют источники тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

10.1.2. Перспективные топливные балансы котельных

Результаты расчетов перспективных топливных балансов по каждой котельной и для всех рассматриваемых вариантов представлены в таблицах ниже, а именно, приведены следующие показатели:

- прогнозные значения выработки тепловой энергии (таблица 10.1.1);
- удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии (таблица 10.1.2);
- прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии (таблица 10.1.3);
- прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии (таблица 10.1.4);
- максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии (зима) (таблица 10.1.5);
- максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии (лето) (таблица 10.1.6).

Таблица 10.1.1 Прогнозные значения выработки тепловой энергии котельных

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии, Гкал										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ/мазут	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499	118800,499
1.2	Котельная № 2	газ	30740,861	31295,603	32682,458	33514,571	34876,211	36212,635	37574,275	56233,782	56233,782	56233,782	56233,782
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	457,074	457,074	457,074								
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	557,075	557,075									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257
1.6	Котельная ДДИ	уголь	2567,433	2567,433	2567,433	2567,433							
Всего газ/мазут			149541,360	150096,102	151482,957	152315,070	153676,710	155013,134	156374,774	175034,281	175034,281	175034,281	175034,281
Всего уголь			3581,582	3581,582	3024,507	2567,433							
Всего эл. Энергия			186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257
Итого			153309,199	153863,941	154693,721	155068,760	153862,967	155199,391	156561,031	175220,538	175220,538	175220,538	175220,538
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				457,03	457,034	457,034	457,034	457,034	457,034	457,034	457,034
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			557,075	557,075	557,075	557,075	557,075	557,075	557,075	557,075	557,075
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					2567,433	2567,433	2567,433	2567,433	2567,433	2567,433	2567,433
Всего природный газ					557,075	1014,109	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542
Итого					557,075	1014,109	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542	3581,542
3	Итого по котельным												
Всего газ/мазут			149541,360	150096,102	152040,032	153329,180	157258,252	158594,676	159956,316	178615,823	178615,823	178615,823	178615,823
Всего уголь			3581,582	3581,582	3024,507	2567,433							
Всего эл. Энергия			186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257	186,257
Итого			153122,942	153677,684	155064,539	155896,613	157258,252	158594,676	159956,316	178615,823	178615,823	178615,823	178615,823

Таблица 10.1.2 Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии котельных

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ/мазут	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91	150,91
1.2	Котельная № 2	газ	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77	152,77
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	484,56	484,56	484,56								
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	250,03	250,03									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86	189,86
1.6	Котельная ДДИ	уголь	320,50	320,50	320,50	320,50							
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0

Таблица 10.1.3 Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии котельных

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Расход условного топлива, т у.т.										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ/мазут	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38	17928,38
1.2	Котельная № 2	газ	4696,17	4780,91	4992,78	5119,90	5327,91	5532,07	5740,08	8590,62	8590,62	8590,62	8590,62
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	221,48	221,48									
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	139,28	139,28									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36
1.6	Котельная ДДИ	уголь	822,86	822,86	822,86	822,86							
Всего газ/мазут			22624,55	22709,29	22921,16	23048,28	23256,29	23460,45	23668,46	26519,00	26519,00	26519,00	26519,00
Всего уголь			1183,62	1183,62	1044,34	822,86							
Всего эл. Энергия			35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36
Итого			23843,53	23928,28	24000,86	23906,49	23291,65	23495,81	23703,82	26554,37	26554,37	26554,37	26554,37
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				70,38	70,38	70,38	70,38	70,38	70,38	70,38	70,38
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			85,79	85,79	85,79	85,79	85,79	85,79	85,79	85,79	85,79
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					395,38	395,38	395,38	395,38	395,38	395,38	395,38
Всего природный газ					85,79	156,17	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56
Итого					85,79	156,17	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56	551,56
3	Итого по котельным												
Всего газ/мазут			22624,55	22709,29	23006,95	23204,45	23807,85	24012,01	24220,02	27070,56	27070,56	27070,56	27070,56
Всего уголь			1183,62	1183,62	1044,34	822,86							
Всего эл. Энергия			35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36	35,36
Итого			23843,53	23928,28	24086,65	24062,67	23843,21	24047,37	24255,38	27105,92	27105,92	27105,92	27105,92

Таблица 10.1.4 Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии котельных

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м3/тн/кВт*час										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ	15570,75	15570,75	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65	15726,65
		мазут	129,73	129,73									
1.2	Котельная № 2	газ	4119,44	4193,78	4379,63	4491,14	4673,60	4852,69	5035,16	7535,63	7535,63	7535,63	7535,63
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	303,40	303,40	303,40								
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	190,80	190,80									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00
1.6	Котельная ДДИ	уголь	1127,20	1127,20	1127,20								
Всего газ			19690,19	19764,53	20106,28	20217,79	20400,25	20579,34	20761,81	23262,28	23262,28	23262,28	23262,28
Всего мазут			129,73	129,73									
Всего уголь			1621,40	1621,40	1430,60	1127,20							
Всего эл. Энергия			287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				61,74	61,74	61,74	61,74	61,74	61,74	61,74	61,74
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			75,25	75,25	75,25	75,25	75,25	75,25	75,25	75,25	75,25
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					346,83	346,83	346,83	346,83	346,83	346,83	346,83
Всего природный газ					75,25	136,99	483,82	483,82	483,82	483,82	483,82	483,82	483,82
3	Итого по котельным												
Всего газ			19690,19	19764,53	20181,53	20354,78	20884,07	21063,16	21245,63	23746,11	23746,11	23746,11	23746,11
Всего мазут			129,73	129,73									
Всего уголь			1621,40	1621,40	1430,60	1127,20							
Всего эл. Энергия			287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00

Таблица 10.1.5 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии котельных (зимний)

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива (зимний), тыс. м3 (т)										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67
		мазут											
1.2	Котельная № 2	газ	1,92	1,95	2,03	2,07	2,14	2,21	2,29	3,28	3,28	3,28	3,28
1.3	Котельная ДРСУ	уголь	0,12	0,12	0,12								
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь	0,06	0,06									
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00
1.6	Котельная ДДИ	уголь	0,60	0,60	0,60	0,60							
Всего газ			7,60	7,62	7,70	7,74	7,82	7,89	7,96	8,95	8,95	8,95	8,95
Всего мазут													
Всего уголь			0,78	0,78	0,72	0,60							
Всего эл. Энергия			287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ				0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ			0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Всего природный газ					0,02	0,05	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
3	Итого по котельным												
Всего газ			7,60	7,62	7,72	7,79	8,05	8,12	8,19	9,18	9,18	9,18	9,18
Всего мазут													
Всего уголь			0,78	0,78	0,72	0,60							
Всего эл. Энергия			287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00	287505,00

Таблица 10.1.6 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии котельных (летний)

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива (летний), тыс. м3 (т)										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Существующие источники												
1.1	Котельная № 1	газ	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
		мазут											
1.2	Котельная № 2	газ	0,23	0,24	0,26	0,28	0,30	0,32	0,34	0,64	0,64	0,64	0,64
1.3	Котельная ДРСУ	уголь											
1.4	Котельная ул.Заозерная	уголь											
1.5	Котельная ул.Цветкова	эл. Энергия											
1.6	Котельная ДДИ	уголь	0,07	0,07	0,07	0,07							
Всего газ			0,92	0,93	0,95	0,96	0,98	1,00	1,03	1,32	1,32	1,32	1,32
Всего мазут													
Всего уголь			0,07	0,07	0,07	0,07							
Всего эл. Энергия													
2	Новые источники												
2.1	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	газ											
2.2	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	газ											
2.3	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	газ					0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Всего природный газ							0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
3	Итого по котельным												
Всего газ			0,92	0,93	0,95	0,96	1,01	1,03	1,05	1,35	1,35	1,35	1,35
Всего мазут													
Всего уголь			0,07	0,07	0,07	0,07							
Всего эл. Энергия													

10.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

Расчет нормативных запасов топлива производится на основании приказа Министерства энергетики РФ от 04.09.2008г. №66 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных". Согласно ему, норматив создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных является общим нормативным запасом основного и резервного видов топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее - ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее - НЭЗТ).

Методика расчета:

Расчетный размер ННЗТ определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количеству суток, определяемых с учетом вида топлива и способа его доставки:

$$\text{ННЗТ} = Q_{\max} \times H_{\text{СР.Т}} \times K \times T \times 10^{-3}$$

где: Q_{\max} - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

$H_{\text{СР.Т}}$ - расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т у.т./Гкал;

K - коэффициент перевода натурального топлива в условное;

T - длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется фактическим временем, необходимым для доставки топлива от поставщика или базовых складов, и временем, необходимым на погрузо-разгрузочные работы (таблица 10.2.1).

Таблица 10.2.1 Способы доставки топлива

Вид топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сут.
твердое	железнодорожный транспорт	14
	автотранспорт	7
жидкое	железнодорожный транспорт	10
	автотранспорт	5

Для котельных, работающих на местных видах топлива, ННЗТ не устанавливается.

Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток:

по твердому топливу - 45 суток; по жидкому топливу - 30 суток.

Расчет производится по формуле:

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\max} \times H_{\text{СР.Т}} \times K_{-1} \times T \times 10^{-3} \text{ тыс.т.}$$

где: Q_{\max}^3 - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельными) в течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сутки;

$H_{\text{СР.Т}}$ - расчетный норматив средневзвешенного удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию по трем наиболее холодным месяцам, кг у.т./Гкал; T - количество суток.

Для организаций, эксплуатирующих отопительные (производственноотопительные) котельные на газовом топливе с резервным топливом, в состав НЭЗТ включается количество резервного топлива, необходимое для замещения ($V_{\text{ЗАМ}}$) газового топлива в периоды сокращения его подачи газоснабжающими организациями.

Значение $V_{\text{ЗАМ}}$ определяется по данным об ограничении подачи газа газоснабжающими организациями в период похолоданий, установленном на текущий год.

С учетом отклонений фактических данных по ограничениям от сообщавшихся газоснабжающими организациями за текущий и два предшествующих года значение $V_{\text{ЗАМ}}$ может быть увеличено по их среднему значению, но не более чем на 25 процентов.

$$V_{\text{ЗАМ}} = Q_{\text{max}\varepsilon} \times N_{\text{СР.Т}} \times T_{\text{ЗАМ}} \times d_{\text{ЗАМ}} \times K_{\text{ЗАМ}} \times K_{\text{ЭКВ}} \times K_{-1} \times 10^{-3} \text{ тыс.т.}$$

где: $T_{\text{ЗАМ}}$ - количество суток, в течение которых снижается подача газа; $d_{\text{ЗАМ}}$ - доля суточного расхода топлива, подлежащего замещению;

$K_{\text{ЗАМ}}$ - коэффициент отклонения фактических показателей снижения подачи газа;

$K_{\text{ЭКВ}}$ - соотношение теплотворной способности резервного топлива и газа.

НЭЗТ для организаций, топливо для которых завозится сезонно (до начала отопительного сезона), определяется по общему плановому расходу топлива на весь отопительный период по общей его длительности.

Расчет производится по формуле:

$$N_{\text{ЭЗТСЕЗ}} = Q_{\text{СР}} \times N_{\text{СР}} \times k \times T \times 10^{-3} \quad -$$

где: $Q_{\text{СР}}$ - среднесуточное значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в течение отопительного периода, Гкал/сутки;

$N_{\text{СР}}$ - средневзвешенный норматив удельного расхода топлива, за отопительный период, т у.т./Гкал;

T - длительность отопительного периода, сут.

ННЗТ для организаций, топливо для которых завозится сезонно, не рассчитывается.

Результаты расчета по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива представлены в таблице 10.2.2.

Таблица 10.2.2 Нормативные запасы топлива

Источник тепловой энергии	Вид топлива				Вид топлива	Этапы								
		Базовый год 2018				2021			2022			2023-2031		
		ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ		ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ	ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ	ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ
Котельная № 1	Мазут марки М100 (тн)	4,798	12,429	17,227	Мазут марки М-100 (тыс.тн)	0,402	0	0,402	0,402	-	0,402	0,402	0	0,402
Котельная № 2	Щепа (тонн)	0,906	2,346	3,251										
Котельная ДРСУ	Уголь (тыс. тонн)	0,008	0,05	0,05	Уголь (тыс. тонн)	0,01	0,05	0,063	0,047	-	0,047	0,047	0	0,047
Котельная ДДИ	Уголь (тыс. тонн)	0,0041	0,195	0,195	Уголь (тыс. тонн)	0,026	0,165	0,191						
Котельная на ул. Цветкова	Дрова (тыс. тонн)	0,003	0,019	0,019	Уголь (тыс. тонн)	0,001	0,004	0,005						
Котельная на ул. Заозерная	Уголь (тыс. тонн)	0,006	0,039	0,025	Уголь (тыс. тонн)	0,01	0,056	0,066						

10.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

На начало периода планирования (2022 год) источники тепловой энергии в качестве основного используют следующие виды топлива: газ, уголь, электрическая энергия. На конец периода планирования (2031 год) предлагается изменения используемого источниками вида основного топлива на природный газ. Виды топлива с указанием по каждому источнику приведены в таблице 10.4.1. Возобновляемые источники энергии и местные виды топлива не используются.

10.4. Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Виды используемого на источниках тепловой и электрической энергии топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания представлены в таблице 10.4.1.

Таблица 10.4.1 Виды топлива, их доля и значения низшей теплоты сгорания

ТСО	Вид топлива	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031	Низшая теплота сгорания, ккал/м3 (ккал/кг)
Котельные ООО «Энерго-Ресурс»	газ	94,06%	94,06%	94,08%	95,50%	96,41%	99,85%	99,85%	99,87%	7900
	мазут	0,83%	0,83%	0,83%						-
	уголь	4,96%	4,96%	4,95%	4,34%	3,42%				5110
	Электрическая энергия	0,15%	0,15%	0,15%	0,15%	0,15%	0,15%	0,15%	0,13%	-

10.5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

Преобладающим видом топлива является газ. Как видно из таблицы 10.4.1, на конец периода планирования (2031 год) использование природного газа на источниках тепловой энергии составляет 99,87%.

10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса

Приоритетным направлением развития топливного баланса является максимально возможное использование на источниках тепловой энергии в качестве основного топлива природного газа.

10.7. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии

1. Перспективные значения выработки тепловой энергии актуализированы в соответствии с перспективными балансами тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.

2. Заново выполнен расчет топливных балансов источников централизованного теплоснабжения на период до 2031 г.

11. ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Надежность теплоснабжения определяется, как способность системы теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения при полном соблюдении условий безопасности для людей и окружающей среды. Надежность характеризуется вероятностью безотказной работы, коэффициентом готовности и живучестью системы (СП 124.13330.2012).

Вероятность безотказной работы системы [Р] – это способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже нормативных.

Коэффициент готовности системы [Кг] – это вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами.

Нормативное значение показателя готовности системы ТС

- готовность системы ТС к отопительному сезону;
- достаточность установленной тепловой мощности источника теплоты для обеспечения исправного функционирования системы ТС при нерасчетных похолоданиях;
- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы ТС при нерасчетных похолоданиях;
- организационные и технические мероприятия, необходимые для обеспечения исправного функционирования системы ТС на уровне заданной готовности;
- нормативное число часов готовности для источника теплоты;

Потребители теплоты по требованию к надежности теплоснабжения делятся на три категории:

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

Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч: жилых и общественных зданий до 12 °С; промышленных зданий до 8 °С.

Третья категория – остальные потребители.

Целью расчета является количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в тепловых сетях (ТС) систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемого уровня надежности для каждого потребителя.

Оценка надежности производится узловыми вероятностными показателями, определяемыми для потребителей, отнесенных к узлам расчетной схемы ТС.

Тепловые сети от энергоисточников работают по радиальной схеме.

Надежность расчетного уровня теплоснабжения потребителей оценивается коэффициентом готовности K_j , представляющим собой вероятность того, что в произвольный момент времени будет обеспечен расчетный уровень теплоснабжения j -го

потребителя (среднее значение доли отопительного сезона, в течение которой теплоснабжение j-го потребителя не нарушается).

Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей оценивается вероятностью безотказной работы P_j , представляющей собой вероятность того, что в течение отопительного периода температуре воздуха в зданиях j-го потребителя не опустится ниже граничного значения.

В соответствии с пунктом 6.26 СП 124.13330.2012 минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- $K_T = 0,97$ – нормативное значение коэффициента готовности;
- $R_{сцт} = 0,86$ – нормативное значение вероятности безотказной работы системы ТС.

Расчет выполнен при следующих допущениях:

- Рассматривается марковский стационарный процесс смены состояний ТС с простым пуассоновским распределением потока отказов.
- Вероятность одновременного возникновения двух отказов не учитывается, так как она пренебрежимо мала (на три-четыре порядка меньше вероятности возникновения одного отказа).
- Принимается, что при восстановлении отказавшего элемента ТС отказы других элементов ТС не происходят.
- Интенсивность отказов теплопроводов определяется на основе статистической обработки данных об отказах.
- При отсутствии статистических данных, расчет интенсивности отказов теплопроводов с учетом времени их эксплуатации производится по зависимостям распределения Вейбулла при начальной интенсивности отказов 1 км однолинейного теплопровода равной $5,7 \cdot 10^{-6} 1/(км \cdot ч)$ или $0,05 1/(км \cdot год)$. Начальная интенсивность отказов соответствует периоду нормальной эксплуатации нового теплопровода после периода приработки. Средняя интенсивность отказов единицы ЗРА (например, задвижки) принимается равной $2,28 \cdot 10^{-7} 1/ч$ или $0,002 1/год$.
- Среднее время восстановления при отказах участков ТС в зависимости от их диаметра определена на основе статистической обработки эксплуатационных данных о восстановлении отказавших элементов (если такие данные имеются).
- Расчет ПН выполнен для узлов с обобщенными потребителями.

Коэффициент тепловой аккумуляции зданий принимается по представительным в данном узле категориям зданий или для здания с наихудшей теплоустойчивостью.

Основные расчетные зависимости:

1. Интенсивность отказов элементов ТС:

1.1 Интенсивность отказов теплопровода λ с учетом времени его эксплуатации:

$$\lambda = \lambda_{нач} * (0,1 * \tau_{экспл})^{\alpha-1}, 1/(км*ч),$$

где:

$\lambda_{нач}$ - начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, $1/(км \cdot ч)$;

$\tau_{экспл}$ - продолжительность эксплуатации участка, лет;

α - коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка:

$$\begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau_{\text{пр}} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau_{\text{пр}} \leq 17 \\ 0,5 * \alpha^{\left(\frac{\tau_{\text{пр}} - 3}{20}\right)} & \text{при } \tau_{\text{пр}} > 17 \end{cases}$$

1.2 Интенсивность отказов единицы запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) принимается равной:

$$\lambda_{\text{зpa}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч.}$$

2. Параметр потока отказов элементов ТС:

2.1 Параметр потока отказов участков ТС:

$$\omega = \lambda \cdot L, 1/\text{ч.}$$

где L – длина участка ТС, км;

2.2 Параметр потока отказов ЗРА:

$$\omega = \lambda_{\text{зpa}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч.}$$

3. Среднее время до восстановления элементов ТС:

3.1 Среднее время до восстановления участков ТС:

$$z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d^{1,2}], \text{ ч.}$$

где: L_{сз} – расстояние между секционными задвижками, м;

d – диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a, b, c, приведенные в таблице ниже, получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых таблицей 2 СП 124.13330.2012.

Таблица 10.7.1 Значения коэффициентов a, b, c

Способ прокладки теплопровода	a	b	c
В канале/без канала	2,913	20,89	-1,88

Расстояния между СЗ должны соответствовать требованиям СП 124.13330.2012 и приниматься в соответствии с таблицей ниже.

Таблица 10.7.2 Значения коэффициентов a, b, c

Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
До 0,4	1000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и

расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации.

3.2 Среднее время до восстановления запорно-регулирующей арматуры (ЗРА)

Время восстановления ЗРА принимается равным времени восстановления теплопровода, так как отказ ЗРА и отказ теплопровода одного и того же диаметра требуют сопоставимых временных затрат на их восстановление.

4. Интенсивность восстановления элементов ТС:

$$\mu = \frac{1}{z^B}, 1/\text{ч}.$$

5. Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i} \right)^{-1}, 1/\text{ч},$$

где: N-число элементов ТС (участков и ЗРА).

6. Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f-го элемента:

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0, 1/\text{ч}.$$

7. Температура воздуха в здании j-го потребителя в конце периода восстановления f-го элемента:

$$t_{j,f}^B = t^{HP} + \frac{t_j^{sp} - t^{HP} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{sp} - t^{HP})}{e^{\left(\frac{z_j^B}{\beta_j}\right)}} + \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{sp} - t^{HP}), \text{ } ^\circ\text{C},$$

где:

$t_{j,f}^B$ - расчетная температура воздуха в здании j-го потребителя, $^\circ\text{C}$;

t^{HP} - расчетная для отопления температура наружного воздуха, 0C ;

$q_{j,f}$ - часовой расход тепла у j-го потребителя при отказе f-го элемента при t^{HP} , Гкал/ч;

q_j^p - расчетная часовая нагрузка j-го потребителя при t^{HP} , Гкал/ч

$\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_j^p}$ - относительный часовой расход тепла у j-го потребителя при

отказе f-го элемента при t^{HP} ;

z_j^B - время восстановления f-го элемента ТС, ч;

β_j - коэффициент тепловой аккумуляции здания j-го потребителя, ч.

8. Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j-го потребителя (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f,$$

где: F_j - множество элементов ТС, выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя.

9. Вероятность безотказного теплоснабжения j -го потребителя – вероятность обеспечения в течение отопительного периода температуры воздуха в здании j -го потребителя не ниже минимально допустимого значения (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$P_j = e^{-[\rho_0 \cdot \sum (\alpha_f \cdot \tau_{j,f}^{pas})]}$$

где: $\tau_{j,f}^{pas}$ - продолжительность (число часов) стояния в течение отопительного периода температуры наружного воздуха t^* ниже $t_{j,f}^{pas}$ - температура наружного воздуха, при которой время восстановления f -го элемента z_f^B равно временному резерву j -го потребителя, т.е. времени снижения температуры воздуха в здании j -го потребителя до минимально допустимого значения t_{jmin}^B .

С помощью величин $t_{j,f}^{pas}$ и $\tau_{j,f}^{pas}$ выделяется доля отопительного сезона, в течение которой выход в аварию f -го элемента влияет на величину P_j .

9.1 Температура наружного воздуха $t_{j,f}^{pas}$, при которой время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя.

При $\bar{q}_{j,f} = 0$ (j -ый потребитель при аварии на f -ом участке не получает тепло):

$$t_{j,f}^{pas} = \frac{t_j^{sp} - t_{jmin}^B \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}, \text{ } ^\circ\text{C}$$

При $\bar{q}_{j,f} > 0$:

$$t_{j,f}^{pas} = \frac{t_j^{sp} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{sp} - t^{np}) - (t_{jmin}^B - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{sp} - t^{np})) \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Здесь t_{jmin}^B - минимально допустимая температура воздуха в здании j -го потребителя, 0°C .

Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000.

Расчетные температуры воздуха в зданиях принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10, t_{jmin}^B - по СП 124.13330.2012.

Продолжительности стояния температур наружного воздуха принимаются по СНиП 2.01.01-82.

9.2 Правила определения $t_{j,f}^{pas}$ - числа часов стояния температуры наружного воздуха ниже $t_{j,f}^{pas}$.

Если $t_{j,f}^{pas}$ оказывается равной или выше $+8^\circ\text{C}$ (начало отопительного сезона), это означает, что отказ f -го элемента нарушает пониженный уровень теплоснабжения j -го потребителя при любой температуре наружного воздуха и величина $t_{j,f}^{pas}$ берется равной продолжительности отопительного периода.

Порядок расчета

Расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей производится в следующем порядке:

1) При наличии статистических данных об отказах они заносятся в базы данных электронной модели схемы теплоснабжения, производится обработка статистики, на основе которой определяется интенсивность отказов теплопроводов λ .

2) Если статистические данные отсутствуют, определяется интенсивность отказов λ для теплопроводов и ЗРА, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет. Значение λ для теплопроводов принимается равным $5,7 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/(\text{км} \cdot \text{ч})$ или $0,05 \text{ 1}/(\text{км} \cdot \text{год})$. Значение λ для ЗРА принимается равным $2,28 \cdot 10^{-7} \text{ 1}/\text{ч}$ или $0,002 \text{ 1}/\text{год}$.

Участки сети, работающие более 25 лет, выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов теплопроводов на этих участках λ принимается как для новых теплопроводов в период нормальной эксплуатации ($5,7 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/(\text{км} \cdot \text{ч})$ или $0,05 \text{ 1}/(\text{км} \cdot \text{год})$), а для участков этой группы, не рекомендуемых к перекладке – соответствующей интенсивности отказов теплопроводов с продолжительностью эксплуатации 25 лет.

3) Определяются параметры потока отказов участков ТС и ЗРА, 1/ч.

4) При наличии статистических данных о времени восстановления теплоснабжения при отказах участков ТС они заносятся в базы данных электронной модели схемы теплоснабжения, производится обработка статистики, на основе которой определяется среднее время восстановления отказавших участков в зависимости от их диаметра по таблице 2 СП 124.13330.2012.

5) При отсутствии статистических данных о времени восстановления теплоснабжения при отказах участков ТС определяется среднее время до восстановления участков ТС – в зависимости от их диаметров и расстояний между СЗ.

6) Рассчитываются интенсивности восстановления элементов ТС (участков и задвижек).

7) Определяются: вероятность рабочего состояния ТС и вероятности ее состояний, соответствующие отказам элементов.

8) Для расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей вычисленным вероятностям состояний сети необходимо поставить в соответствие количество тепловой энергии, подаваемой каждому потребителю в этих состояниях, т.е. определить подачу теплоносителя и подачу теплоты (абсолютные и относительные) каждому потребителю при выходе в аварию каждого из элементов ТС.

Если ТС тупиковая (не имеет кольцевой части), очевидно, что при выходе из строя одного из элементов ТС полностью прекращается теплоснабжение потребителей, расположенных за этим элементом. Теплоснабжение остальных потребителей не нарушается.

В ТС, имеющих кольцевую часть, каждому состоянию, характеризуемому выходом из строя того или иного элемента кольцевой части сети, соответствует свой уровень подачи тепловой энергии потребителям. Этот уровень может быть определен только на основе расчетов соответствующих послеаварийных гидравлических режимов.

9) Расчеты послеаварийных гидравлических режимов производятся для двухлинейной расчетной схемы, ветви которой отображают подающие и обратные линии ТС, схемы установок потребителей и водоподогревательной установки ИТ.

10) На основе расчетов послеаварийных гидравлических режимов составляются матрицы относительных расходов теплоносителя у потребителей в этих режимах (по отношению к расчетному) и соответствующих им температуры воздуха в зданиях в конце периода восстановления теплоснабжения, вычисляемых по зависимости.

11) По полученным данным определяются элементы ТС, выход которых в аварию нарушает расчетный уровень теплоснабжения каждого потребителя.

12) Определяются коэффициенты готовности системы к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя.

13) Рассчитываются вероятности безотказного теплоснабжения потребителей в течение отопительного периода.

Предварительно определяются температуры наружного воздуха, при которых время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя и определяется число часов стояния этих температур.

14) Проверяется выполнение требований к надежности теплоснабжения потребителей. Вероятностные ПН должны удовлетворять нормативным значениям:

$$K_j \geq K_r, j \in J,$$

$$P_j \geq P_{тс}, j \in J,$$

где:

$K_r = 0,97$ – нормативное значение коэффициента готовности;

$P_{тс} = 0,86$ – нормативное значение вероятности, что температура воздуха в зданиях j -го потребителя не опустится ниже граничного значения; J – множество узлов расчетной схемы ТС, к которым подключены потребители тепловой энергии.

15) Если условия нормативных требований удовлетворяются, задача решена.

Если все или часть ограничений не выполняются, то необходимо разработать мероприятия по повышению надежности теплоснабжения.

16) Проверка эффективности планируемых к реализации мероприятий по обеспечению надежного теплоснабжения потребителей осуществляется путем моделирования выполнения этих мероприятий, расчета новых значений ПН и их сопоставления с ПН предыдущих вариантов и с нормативными значениями ПН.

17) После получения варианта, в котором выполняются нормативные требования, по выражению (2.18) рассчитывается средний суммарный недоотпуск теплоты потребителям в течение отопительного периода.

Расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей в существующем состоянии Схемы ТС на 01.01.2021 г.

Исходные данные

При расчете показателей надежности теплоснабжения потребителей принято:

1) Продолжительность отопительного периода:

$$t_{от} = 5496 \text{ ч} = 251 \text{ суток.}$$

2) Расчетная температура наружного воздуха:

$$t_{j,фвр} = t_{нр} = -18^\circ\text{C.}$$

3) Средняя температура наружного воздуха в отопительном периоде:

Тср.от.нр = -1,6 °С.

4) Способ прокладки теплопроводов ТС: канальный, бесканальный.

5) Среднее значение интенсивности отказов 1 км теплопровода:

$$\Delta T = 5,7 \cdot 10^{-6}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}).$$

6) Среднее значение интенсивности отказов ЗРА:

$$\lambda_{\text{ЗРА}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}.$$

7) Расчетное время восстановления элементов ТС в соответствии с таблицей 2 СП 124.13330.2012.

Таблица 10.7.3 – Расчетное время восстановления элементов ТС

Диаметр трубопровода, мм	Время восстановления, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1400	40
1200-1400	До 54

8) Расчетная температура воздуха в зданиях потребителей:

$$t_{\text{жВ}} = +20^{\circ}\text{C}.$$

10) Минимально допустимая температура воздуха в зданиях потребителей:

$$T_{\text{жminВ}} = +12^{\circ}\text{C}.$$

11) Коэффициент тепловой аккумуляции зданий обобщенных потребителей:

$$\beta = 40.$$

В тепловых сетях наибольшее количество повреждений выявляется в периоды гидравлических и температурных испытаний тепловых сетей.

В целом причинами повреждений сетей теплоснабжения являются:

- коррозия – 70-80%, не коррозионные повреждения – 15-20%,
- гидравлические удары – 5%.

11.1. Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Методика обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе ТС приведена выше в пункте с общим описанием настоящей Главы.

Данные по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоте отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) по системам ТС Приозерского городского поселения в соответствии с требованиями пункта 148 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212, приведены в таблицах ниже.

Таблица 11.1.1 Показатели повреждаемости системы теплоснабжения за 2016-2021 гг.

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	-	-	-	-	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	-	-	-	-	0	0
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	-	-	-	-	0	0
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	0	0
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	-	-	-	-	0	0

11.2. Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Методика обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей приведена выше в пункте с общим описанием настоящей Главы.

Данные по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей по системам ТС в соответствии с требованиями пункта 148 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212, приведены в таблице ниже.

Таблица 11.2.1 Показатели восстановления в системах теплоснабжения за 2016-2021 гг.

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	-	-	-	-	-	-
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	-	-	-	-	-	-
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	-	-	-	-	-	-
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	-	-	-	-	-	-

11.3. Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Основными проблемами надежности системы теплоснабжения Приозерского городского поселения являются:

- Нарастающий износ и физическое старение основных производственных фондов. В границах города Приозерск около 7% тепловых сетей эксплуатируется более 25 лет, и соответственно имеет высокую степень износа. Высокий физический износ приводит к увеличению вероятности потенциальных аварий и инцидентов.

Технические характеристики и расчетные показатели надежности элементов систем ТС Приозерского городского поселения, определенные на основании электронного моделирования, по состоянию на 2031 г. приведены в электронной модели. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Ввиду того, что по результатам расчета (оценки) коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки (вероятности безотказной работы пути относительно конечных потребителей) для систем ТС Приозерского городского поселения не выявлено теплопроводов с вероятностью безотказной работы, ниже нормируемого значения (0,9), то к участкам сетей, рекомендованных к первоочередной замене, следует отнести участки, соответствующие следующим параметрам:

- Участок тепловой сети выработал эксплуатационный ресурс (срок службы составляет 25 или более лет);
- Расчетное среднее время восстановления участка при его отказе составляет более нормируемого значения (по таблице 2 СП 124.13330.2012).

11.4. Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Данные по оценке недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии по системам ТС Приозерского городского поселения в соответствии с требованиями пункта 148 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212, приведены в таблице ниже.

Таблица 11.4.1 Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системе ТС за 2016-2021 гг.

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения	0	0	0	0	0	0

11.5. Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них

За период, предшествовавший настоящей актуализации Схемы теплоснабжения Приозерского городского поселения с момента её утверждения в плане изменения показателей надежности, произошли следующие изменения:

Полностью переработана данная глава и пересчитаны показатели надежности систем теплоснабжения Приозерского городского поселения.

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

12.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Таблица 12.1.1 Финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, тыс. руб

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Проекты ООО "Энерго-Ресурс"										
Всего стоимость проектов	148539,71	115034,63	141654,57	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Всего стоимость проектов накопленным итогом	148539,71	263574,33	405228,90	469106,58	543697,25	577027,67	670096,55	741142,95	857329,95	1018693,96
Источники инвестиций, в том числе:	148539,71	115034,63	141654,57	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Собственные средства, в том числе:	135096,67	115034,63	141654,57	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Амортизация	132684,81	113926,18	140041,04	63089,25	69768,49	30179,18	52085,36	71046,39	116187,01	161364,01
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Бюджетные средства/средства кап. ремонта	13443,04									
Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"										
Всего стоимость группы проектов	3230,91	3562,04	28267,65							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3230,91	6792,95	35060,59							
Источники инвестиций, в том числе:	3230,91	3562,04	28267,65							
Собственные средства, в том числе:	3230,91	3562,04	28267,65							
Амортизация	3230,91	3562,04	28267,65							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников тепловой энергии"										
Всего стоимость проекта	3230,91	3366,60	28064,00							
Всего стоимость проекта накопленным итогом	3230,91	6597,51	34661,51							

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Источники инвестиций, в том числе:	3230,91	3366,60	28064,00							
Собственные средства, в том числе:	3230,91	3366,60	28064,00							
Амортизация	3230,91	3366,60	28064,00							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.01.001 Строительство блочно-модульной котельной БМК ДРСУ мощностью 0,25 МВт										
Всего стоимость группы проектов		3366,60								
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		3366,60								
Источники инвестиций, в том числе:		3366,60								
Собственные средства, в том числе:		3366,60								
Амортизация		3366,60								
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.01.002 Строительство блочно-модульной котельной БМК ДДИ мощностью 2,0 МВт										
Всего стоимость группы проектов			28064,00							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			28064,00							
Источники инвестиций, в том числе:			28064,00							
Собственные средства, в том числе:			28064,00							
Амортизация			28064,00							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.01.003 Строительство блочно-модульной котельной на ул. Заозерная мощностью 0,25 МВт										
Всего стоимость группы проектов	3230,91									
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3230,91									
Источники инвестиций, в том числе:	3230,91									
Собственные средства, в том числе:	3230,91									
Амортизация	3230,91									

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Выход из эксплуатации источников тепловой энергии"										
Всего стоимость проекта		195,44	203,65							
Всего стоимость проекта накопленным итогом		195,44	399,08							
Источники инвестиций, в том числе:		195,44	203,65							
Собственные средства, в том числе:		195,44	203,65							
Амортизация		195,44	203,65							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.02.001 Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДРСУ										
Всего стоимость группы проектов		195,44								
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		195,44								
Источники инвестиций, в том числе:		195,44								
Собственные средства, в том числе:		195,44								
Амортизация		195,44								
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.02.002 Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДДИ										
Всего стоимость группы проектов			203,65							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			203,65							
Источники инвестиций, в том числе:			203,65							
Собственные средства, в том числе:			203,65							
Амортизация			203,65							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Бюджетные средства										
Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"										
Всего стоимость группы проектов	145308,80	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	145308,80	256781,39	370168,31	434045,98	508636,66	541967,08	635035,96	706082,35	822269,36	983633,37
Источники инвестиций, в том числе:	145308,80	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Собственные средства, в том числе:	131865,76	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Амортизация	129453,90	110364,14	111773,39	63089,25	69768,49	30179,18	52085,36	71046,39	116187,01	161364,01
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Бюджетные средства	13443,04									
Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Строительство тепловых сетей"										
Всего стоимость группы проектов	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	2411,86	3520,30	5133,83	5922,25	10744,44	13895,68	54879,20			
Источники инвестиций, в том числе:	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Собственные средства, в том числе:	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Амортизация										
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.01.001 "Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии)"										
Всего стоимость группы проектов	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	2411,86	3520,30	5133,83	5922,25	10744,44	13895,68	54879,20			
Источники инвестиций, в том числе:	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Собственные средства, в том числе:	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Амортизация										
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Реконструкция и (или) модернизации тепловых сетей"										

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость группы проектов	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	28267,62	78700,10	112609,96	155186,64	203540,00	211361,79	240106,03	286784,30	377530,99	512335,30
Источники инвестиций, в том числе:	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Собственные средства, в том числе:	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Амортизация	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.02.001 "Реконструкция и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса"										
Всего стоимость группы проектов	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	12182,91	45855,12	79764,98	122341,66	170695,02	178516,81	207261,05	253939,32	344686,01	479490,32
Источники инвестиций, в том числе:	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Собственные средства, в том числе:	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Амортизация	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.02.002 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов"										
Всего стоимость группы проектов	16084,71	16760,27								
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	16084,71	32844,98								
Источники инвестиций, в том числе:	16084,71	16760,27								
Собственные средства, в том числе:	16084,71	16760,27								
Амортизация	16084,71	16760,27								
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Техническое обследование и паспортизация тепловых сетей, и кадастровые работы"										
Всего стоимость группы проектов	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3126,00	6383,29	9777,39	13314,04	17006,30	20861,03	24885,36	29086,76	33473,02	38052,28

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Источники инвестиций, в том числе:	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Собственные средства, в том числе:	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Амортизация	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.04.000 "Ремонт тепловых камер в.ч. оборудование тепловых камер системой непрерывного мониторинга температуры и давления"										
Всего стоимость группы проектов	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	15004,80	30639,80	46931,47	63907,40	81630,26	100132,93	119449,71	139616,44	160670,50	182650,94
Источники инвестиций, в том числе:	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Собственные средства, в том числе:	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Амортизация	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.05.000 "Мероприятия по переводу потребителей с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения"										
Всего стоимость группы проектов	83055,48	41039,36	58177,77							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	83055,48	124094,85	182272,61							
Источники инвестиций, в том числе:	83055,48	41039,36	58177,77							
Собственные средства, в том числе:	83055,48	41039,36	58177,77							
Амортизация	83055,48	41039,36	58177,77							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.05.001 "Строительство тепловых сетей необходимых для организации закрытой системы теплоснабжения через ЦТП"										
Всего стоимость группы проектов	32326,76	15371,90	35478,04							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	32326,76	47698,66	83176,70							
Источники инвестиций, в том числе:	32326,76	15371,90	35478,04							
Собственные средства, в том числе:	32326,76	15371,90	35478,04							

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Амортизация	32326,76	15371,90	35478,04							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.05.002 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе перекрестка ул. Гагарина и ул. Ленина "										
Всего стоимость группы проектов	41663,33									
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	41663,33									
Источники инвестиций, в том числе:	41663,33									
Собственные средства, в том числе:	41663,33									
Амортизация	41663,33									
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.05.003 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Привокзальная"										
Всего стоимость группы проектов		16221,31								
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		16221,31								
Источники инвестиций, в том числе:		16221,31								
Собственные средства, в том числе:		16221,31								
Амортизация		16221,31								
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.05.004 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Литейной – Героя Богданова"										
Всего стоимость группы проектов			12856,84							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			12856,84							
Источники инвестиций, в том числе:			12856,84							
Собственные средства, в том числе:			12856,84							
Амортизация			12856,84							

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.05.005 "Проектные работы по строительству 3-х ЦТП и тепловых сетей для организации закрытой схемы теплоснабжения "										
Всего стоимость группы проектов	9065,40	9446,15	9842,88							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	9065,40	18511,55	28354,43							
Источники инвестиций, в том числе:	9065,40	9446,15	9842,88							
Собственные средства, в том числе:	9065,40	9446,15	9842,88							
Амортизация	9065,40	9446,15	9842,88							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.06.000 "Установка узлов ввода тепловой энергии с автоматическим погодным регулированием блочного исполнения в МКД "										
Всего стоимость группы проектов	13443,04									
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	13443,04									
Источники инвестиций, в том числе:	13443,04									
Собственные средства, в том числе:										
Амортизация										
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства	13443,04									

12.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

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

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом РФ и другими нормативно-правовыми актами.

Дополнительная государственная поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений, а также за счет государственно-частного партнерства.

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 указанных выше мероприятий.

Собственные средства энергоснабжающих компаний

Прибыль

Чистая прибыль предприятия - один из основных источников инвестиционных средств на предприятиях любой формы собственности.

Амортизационные фонды

Амортизационный фонд – это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств (основных фондов) и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

Создание амортизационных фондов и их использование в качестве источников инвестиций связано с рядом сложностей.

Во-первых, денежные средства в виде выручки поступают общей суммой, не выделяя отдельно амортизацию и другие её составляющие, такие как прибыль или различные элементы затрат. Таким образом, предприятие использует все поступающие средства по собственному усмотрению, без учета целевого назначения. Однако осуществление инвестиций требует значительных единовременных денежных вложений. С другой стороны, создание амортизационного фонда на предприятии может оказаться экономически нецелесообразным, так как это требует отвлечения из оборота денежных средств, которые зачастую являются дефицитным активом.

В современной отечественной практике амортизация не играет существенной роли в техническом перевооружении и модернизации фирм вследствие того, что этот фонд на поверку является чисто учетным, "бумажным". Наличие этого фонда не означает наличия оборотных средств, прежде всего денежных, которые могут быть инвестированы в новое оборудование и новые технологии. Амортизационный фонд для рассматриваемых целей, на практике, можно использовать только частично.

В этой связи встаёт вопрос стимулирования предприятий в использовании амортизации не только как инструмента возмещения затрат на приобретение основных средств, но и как источника технической модернизации.

Этого можно достичь лишь при создании целевых фондов денежных средств. Коммерческий хозяйствующий субъект должен быть экономически заинтересован в накоплении фонда денежных средств, в качестве источника финансирования технической модернизации, необходим механизм стимулирования предприятий по созданию фондов для финансирования обновления материально-технической базы.

Инвестиционные составляющие в тарифах на тепловую энергию

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 N 190-ФЗ "О теплоснабжении" органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) устанавливают следующие тарифы:

- тарифы на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более;
- тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, а также тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям;
- тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;
- тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;
- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;
- плата за подключение к системе теплоснабжения.

В соответствии с п. 2 ст. 23 закона, "Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов" развитие системы теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения, которая должна соответствовать документам территориального планирования поселения или городского округа, в том числе схеме планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах поселения или городского округа.

Согласно п. 4 реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих или теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Важное положение установлено также п. 8 ст. 10 "Сущность и порядок государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность)", который регламентирует возможное увеличение тарифов, обусловленное необходимостью возмещения затрат на реализацию инвестиционных программ теплоснабжающих организаций. В этом случае решение об установлении для теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций тарифов на уровне выше установленного предельного максимального уровня может приниматься органом исполнительной власти субъекта РФ в

области государственного регулирования цен (тарифов) самостоятельно, без согласования с ФСТ.

Необходимым условием принятия такого решения является утверждение инвестиционных программ теплоснабжающих организаций в порядке, установленном Постановлением Правительства №410 от 5 мая 2014 г.

Постановление Правительства №410 содержит следующие важные положения:

Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации по согласованию с органами местного самоуправления поселений, городских округов.

В инвестиционную программу подлежат включению мероприятия, целесообразность реализации которых обоснована в схемах теплоснабжения соответствующих поселений, городских округов.

Инвестиционная программа разрабатывается по примерной форме, утверждаемой уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.

Инвестиционная программа содержит график выполнения мероприятий инвестиционной программы по годам с указанием отдельных объектов, планируемых сроков и объемов выполнения работ по строительству, реконструкции, модернизации, выводу из эксплуатации, консервации или демонтажу отдельных объектов системы централизованного теплоснабжения, объемов финансирования мероприятий, а также график ввода отдельных объектов системы централизованного теплоснабжения в эксплуатацию по годам.

Относительно порядка утверждения инвестиционной программы указано, что орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации:

- обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если её реализация не приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям на территории субъекта РФ;

- обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если её реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), но при этом сокращение инвестиционной программы приводит к сохранению неудовлетворительного состояния надежности и качества теплоснабжения, или ухудшению данного состояния;

- вправе отказать в согласовании инвестиционной программы в случае, если ее реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), при этом отсутствуют обстоятельства, указанные в предыдущем пункте.

До принятия всех необходимых подзаконных актов к Федеральному Закону РФ №190-ФЗ решение об учете инвестиционных программ и проектов при расчете процента повышения тарифа на тепловую энергию принимается ФСТ РФ.

Бюджетное финансирование

Федеральный бюджет

Возможность финансирования мероприятий Программы из средств федерального бюджета рассматривается в установленном порядке на федеральном уровне при принятии соответствующих федеральных целевых программ.

В России также принята и реализуется *Государственная программа Российской Федерации "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года"*, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. N 2446-р.

Целями Программы являются:

Снижение за счет реализации мероприятий Программы энергоемкости ВВП Российской Федерации на 13,5%, что в совокупности с другими факторами позволит обеспечить решение задачи по снижению энергоемкости ВВП на 40 % в 2007-2021 годах.

Формирование в России энергоэффективного общества.

В рамках Программы реализуются 9 подпрограмм, в том числе: "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электроэнергетике";

"Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры".

Основные организационные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры включают:

- введение управления системами централизованного теплоснабжения поселений через единого теплового диспетчера;

- повышение качества теплоснабжения, введение показателей качества тепловой энергии, режимов теплопотребления и условий осуществления контроля их соблюдения как со стороны потребителей, так и со стороны энергоснабжающих организаций с установлением размера санкций за их нарушение;

- обеспечение системного подхода при оптимизации работы систем централизованного теплоснабжения путем реализации комплексных мероприятий не только в тепловых сетях (наладка, регулировка, оптимизация гидравлического режима), но и в системах теплопотребления непосредственно в зданиях (утепление строительной части зданий, проведение работ по устранению дефектов проекта и монтажа систем отопления);

- проведение обязательных энергетических обследований теплоснабжающих организаций и организаций коммунального комплекса;

- реализация типового проекта "энергоэффективная генерация", направленного на модернизацию и реконструкцию котельных, ликвидацию неэффективно работающих котельных и передачу тепловой нагрузки на эффективную когенерацию, снижение на этой основе затрат топлива на выработку тепла;

- реализация типового проекта "надежные сети", включающего мероприятия по модернизации и реконструкции тепловых сетей с применением новейших технологий и снижения на этой основе затрат на транспорт тепла, использованию предварительно изолированных труб высокой заводской готовности с высокими теплозащитными свойствами теплоизоляционной конструкции, герметично изолированной теплоизоляцией от увлажнения извне и с устройством системы диагностики состояния изоляции, обеспечению применения вместо сальниковых компенсаторов сильфонных, исключаящих утечки теплоносителя;

- совершенствование государственного нормирования и контроля технологических потерь в тепловых сетях при передаче тепловой энергии на основе использования современных норм проектирования тепловых сетей.

Государственно-частное партнерство

В числе базовых признаков государственно-частных партнёрств в узкой (экономической) трактовке можно назвать следующие:

- сторонами ГЧП являются государство и частный бизнес;
- взаимодействие сторон закрепляется на официальной, юридической основе;
- взаимодействие сторон имеет равноправный характер;
- ГЧП имеет чётко выраженную публичную, общественную направленность;

– в процессе реализации проектов на основе ГЧП консолидируются, объединяются ресурсы и вклады сторон;

– финансовые риски и затраты, а также достигнутые результаты распределяются между сторонами в заранее определённых пропорциях.

Длительность правоотношений по соглашениям о ГЧП обусловлена целью проекта, сложностью применяемого инструментария, значительным объемом инвестиций и долгосрочностью их окупаемости.

В большинстве случаев срок ГЧП-проекта составляет не менее 10 лет.

Перечень источников финансирования по группам мероприятий представлен в Таблице 12.2.1.

Таблица 12.2.1 Перечень мероприятий и источник их финансирования

№ п/п	Наименование мероприятия	Источник финансирования	Статья возврата инвестиций
Источники тепловой энергии			
1	Строительство блочно-модульной котельной БМК ДРСУ мощностью 0,25 МВт	Собственные средства	Амортизационные отчисления в тарифе на тепловую энергию, предпринимательская прибыль, инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию
2	Строительство блочно-модульной котельной БМК ДДИ мощностью 2,0 МВт		
3	Строительство блочно-модульной котельной на ул. Заозерная мощностью 0,25 МВт		
Тепловые сети и сооружения на них			
4	Реконструкция тепловых сетей	Собственные средства	Амортизационные отчисления в тарифе на тепловую энергию, предпринимательская прибыль, инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию
5	Техническое обследование и паспортизация тепловых сетей, и кадастровые работы		
6	Ремонт тепловых камер в.ч. оборудование тепловых камер системой непрерывного мониторинга температуры и давления		
7	Строительство тепловых сетей необходимых для организации закрытой системы теплоснабжения через ЦТП		
8	Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения		
9	Строительство тепловых сетей	Плата за технологическое присоединение	-
10	Установка узлов ввода тепловой энергии с автоматическим погодным регулированием блочного исполнения в МКД	Бюджетные средства	

12.3. Расчеты экономической эффективности инвестиций

Инвестиции в мероприятия по строительству тепловых сетей, расходы на реализацию которых включаются в плату за подключение к системе теплоснабжения

Расчет платы за подключение к системе теплоснабжения осуществляется на основании раздела IX.IX Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных Приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э.

Плата за подключение состоит из следующих составляющих:

- расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (перспективных потребителей);
- расходы на создание и реконструкцию тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (перспективных потребителей);
- расходы на создание и реконструкцию тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей;
- налог на прибыль.

Согласно п. 167 Методических указаний расчет платы за подключение в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки производится по представленным в орган регулирования прогнозным данным о планируемых на календарный год расходах на подключение, определенных в соответствии с прогнозируемым спросом на основе представленных заявок на подключение в зонах существующей и будущей застройки на основании утвержденных в установленном порядке схемы теплоснабжения и (или) инвестиционной программы, а также с учетом положений пункта 173 Методических указаний.

Таким образом, при условии корректного расчета размера платы за подключение к системе теплоснабжения инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий, направленных на подключение новых потребителей, будут являться эффективными. Реализация рассматриваемых мероприятий позволит выполнить присоединение перспективных потребителей и обеспечит прирост полезного отпуска тепловой энергии.

Эффективность присоединения новых потребителей подтверждена расчетом в п.7.15 главы 7.

Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения

Источником инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, является прибыль, направленная на инвестиции, в тарифе на тепловую энергию.

При расчете учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;
- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры поселения, в том числе социально-значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;
- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППР (при объединении котельных, выводе котельных из эксплуатации и переоборудовании котельных в ЦТП).

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

Ценовые последствия для потребителей тепловой энергии (тарифные последствия) были рассчитаны по методу экономически обоснованных расходов при условиях включения в тариф на тепловую энергию капитальных вложений (инвестиций) в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение систем теплоснабжения с учетом выбранного приоритетного варианта развития.

Прогнозные значения необходимой валовой выручки определялись с учетом производственных расходов и товарного отпуска тепловой энергии за 2018 - 2021 гг., принятых по материалам тарифных дел, индекс-дефляторов и с учетом изменения технико-экономических показателей при реализации проектов строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

Результаты оценки ценовых последствий по выбранному варианту развития представлены на рисунке 12.4.1. Расчеты представлены в главах 5 и 14.

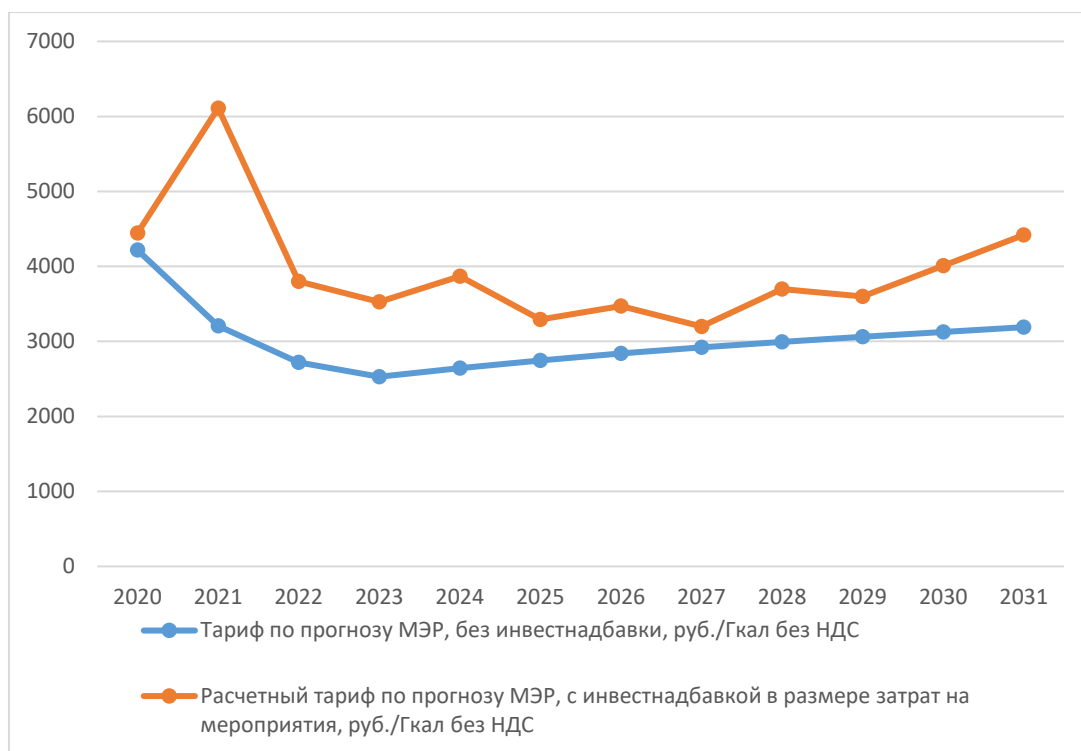


Рисунок 12.4.1. Оценка тарифных последствий в зоне существующих котельных

12.5. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности

Актуализированы значения финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

13. ГЛАВА 13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

13.1. Результаты оценки существующих и перспективных значений индикаторов развития систем теплоснабжения

Для комплексной оценки эффективности развития системы теплоснабжения Приозерского городского поселения, в рамках разработки схемы теплоснабжения до 2031 года и в соответствии с пунктом 79 Требований к схемам теплоснабжения утвержденных Постановлением Правительства РФ №154 от 02.02.2012 года, в данной главе представлены существующие и перспективные значения индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, а именно:

- количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;
- количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;
- удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);
- отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;
- коэффициент использования установленной тепловой мощности;
- удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;
- доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения);
- удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;
- коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);
- доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;
- средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);
- отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения);
- отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз

изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения);

- отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.

Все вышеперечисленные индикаторы (показатели) для системы теплоснабжения Приозерского городского поселения приведены в п. 13.2-13.17.

13.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях

Прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях не было.

13.3. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии

В большинстве случаев технологические нарушения на источниках тепловой энергии не приводят к прекращению подачи тепловой энергии потребителям. Прекращение возможно при полном прекращении ресурсоснабжения котельных.

13.4. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии представлен в таблице 13.4.1.

Таблица 13.4.1 Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии

№ п/п	Наименование котельной	2021 г.	2031 г.
		Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, кг у. т./Гкал	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, кг у. т./Гкал
1	Котельная №1	150,91	150,91
2	Котельная №2	152,77	152,77
3	Котельная ДРСУ	484,56	-
4	Котельная ул. Заозерная	250,03	-
5	Котельная ул. Цветкова	214,313	214,313
6	Котельная ДДИ	320,5	-
7	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	-	154,0
8	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	-	154,0
9	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	-	154,0

13.5. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети представлено в таблице 13.5.1.

Таблица 13.5.1 Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

№ п/п	Наименование котельной	2021 г.	2031 г.
		Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, Гкал/м ²	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, Гкал/м ²
1	Котельная №1, Котельная №2	2,900	2,900
2	Котельная ДРСУ	-	-
3	Котельная ул. Заозерная	0,338	-
4	Котельная ул. Цветкова	6,279	6,279
5	Котельная ДДИ	-	-
6	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	-	-
7	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	-	0,338
8	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	-	-

13.6. Коэффициент использования установленной тепловой мощности

Коэффициент использования установленной тепловой мощности представлен в таблице 13.6.1.

Таблица 13.6.1. Коэффициент использования установленной тепловой мощности

№ п/п	Наименование котельной	2021 г.		2031 г.	
		ЧЧИ исп. уст. мощности, ч	Коэффициент использования установленной мощности	ЧЧИ исп. уст. мощности, ч	Коэффициент использования установленной мощности
1	Котельная №1	7933	33,01%	7933	33,01%
2	Котельная №2	7787	25,50%	7787	25,50%
3	Котельная ДРСУ	969	30,23%	-	-
4	Котельная ул. Заозерная	939	36,84%	-	-
5	Котельная ул. Цветкова	1032	31,68%	1032	31,68%
6	Котельная ДДИ	3227	22,47%	-	-
7	БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	-	-	969	30,23%
8	БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	-	-	939	36,84%
9	БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	-	-	3227	22,47%

13.7. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

Удельная материальная характеристика показывает соотношение металлоёмкости тепловых сетей и передаваемой нагрузки, чем меньше величина удельной материальной характеристики тепловых сетей, тем выше энергоэффективность системы теплоснабжения в целом.

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке представлена в таблице 13.7.1.

Таблица 13.7.1. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

Наименование источника теплоснабжения	Материальная характеристика, м²	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, м²/Гкал/ч
2021			
Котельная №1, Котельная №2	6029,874	57,2	105,417
Котельная ДРСУ	47,714	0,18	265,078
Котельная ул. Заозерная	27,434	0,18	152,411
Котельная ул. Цветкова	11,467	0,07	163,814
Котельная ДДИ	114,352	1,36	84,082
2031			
Котельная №1, Котельная №2	6029,874	67,310	89,584
БМК ДРСУ (вместо котельной ДРСУ)	47,714	0,18	265,078
БМК ул. Заозерная (вместо котельной ул. Заозерная)	27,434	0,18	152,411
Котельная ул. Цветкова	11,467	0,07	163,814
БМК ДДИ (вместо котельной ДДИ)	114,352	1,36	84,082

13.8. Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского поселения, города федерального значения)

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют действующие источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

13.9. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют действующие источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

13.10. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На территории Приозерского городского поселения отсутствуют действующие источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

13.11. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии

Доля обеспечения потребителей с нагрузкой более 0,2 Гкал/час приборами учета г. Приозерск составляет 100%.

13.12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского поселения)

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей представлен в таблице 13.12.1.

Таблица 13.12.1. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей

Наименование источника теплоснабжения	Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей, %					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2031
Приозерское городское поселение	0	0	2,76%	2,77%	3,16%	22,07%

13.13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского поселения)

Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии представлено в таблице 13.13.1.

Таблица 13.13.1. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

Наименование источника теплоснабжения	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии, %		
	2021	2022	2023-2031
Котельная №1	0	0	0
Котельная №2	0	0	0
Котельная ДРСУ (БМК ДРСУ)	0	0	0
Котельная ул. Заозерная (БМК ул. Заозерная)	0	0	0
Котельная ул. Цветкова	0	0	0
Котельная ДДИ (БМК ДДИ)	0	0	0

13.14. Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях

Факты нарушения антимонопольного законодательства (выданные предупреждения, предписания), а также санкции, предусмотренные Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях – отсутствуют.

13.15. Целевые значения ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии

Приозерское городское поселение не отнесено к ценовой зоне теплоснабжения. В связи с этим, на основании п.79.1 постановления Правительства РФ № 154, значения показателей не приводятся.

13.16. Существующие и перспективные значения целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского поселения, подлежащие достижению каждой единой теплоснабжающей организацией, функционирующей на территории такого поселения, городского поселения

Приозерское городское поселение не отнесено к ценовой зоне теплоснабжения. В связи с этим, на основании п. 79.1 постановления Правительства РФ № 154, значения показателей не приводятся.

13.17. Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения

В утвержденной схеме теплоснабжения Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения» не разрабатывалась.

14. ГЛАВА 14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

14.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения выполнены с учетом:

– прогнозов индексов предельного роста цен и тарифов на топливо и энергию Минэкономразвития РФ до 2030 г.;

– коэффициента распределения финансовых затрат по годам.

Индекс-дефлятор за 2031 г. принят идентичным индексу за 2030 г. Прогнозная динамика тарифа на тепловую энергию на период с 2016 по 2031 гг., с учетом всех вышеперечисленных факторов, приведена в таблице 14.1.1-14.1.2.

Таблица 14.1.1 Динамика изменения тарифа на тепловую энергию за период 2016 – 2019 гг.

№ п/п	Наименование мероприятия	Динамика изменения средневзвешенного тарифа на тепловую энергию			
		2016	2017	2018	2019
1	Дефляторы, к предыдущему периоду, %	1,077	1,058	1,047	1,031
2	Затраты на мероприятия с учетом роста цен, тыс. руб.	0	164,35	167,23	121,22
3	Рост тарифа по прогнозу МЭР, без инвестнадбавки	2108,03	2306,18	2483,76	2627,82
4	Тариф на тепловую энергию с учетом инвестнадбавки 20% в тарифе	2108,03	3549,94	3743,96	3503,51
5	Тариф на тепловую энергию с учетом инвестнадбавки 40% в тарифе	2108,03	4793,70	5004,15	4379,20
6	Тариф на тепловую энергию с учетом инвестнадбавки 60% в тарифе	2108,03	6037,45	6264,35	5254,88
7	Тариф на тепловую энергию с учетом инвестнадбавки 80% в тарифе	2108,03	7281,21	7524,55	6130,57

Примечание. При расчете капиталовложений, приведенных в таблице, были использованы укрупненные нормативные показатели.

Таблица 14.1.2 Динамика изменения тарифа на тепловую энергию за период 2020 – 2031 гг.

№ п/п	Наименование мероприятия	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1.	Индекс роста тарифа на тепловую энергию к предыдущему году по прогнозу МЭР	1,029	0,76	0,85	0,93	1,045	1,039	1,034	1,028	1,025	1,023	1,021	1,021
2.	Тариф по прогнозу МЭР, без инвестнадбавки, руб./Гкал без НДС	4217,4	3 207,57	2 720,00	2 529,18	2 642,99	2 746,07	2 839,44	2 918,94	2 991,91	3 060,73	3 125,00	3 190,63
3.	Индекс -дефлятор капитальных вложений к предыдущему году по прогнозу МЭР	1	1,048	1,052	1,049	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042
4.	Затраты на мероприятия с учетом индекса-дефлятора капитальных вложений, млн. руб. без НДС	24	331,03	122,914	115,035	141,655	63,878	74,591	33,330	93,069	71,046	116,187	161,364
5.	в т.ч. на 1 Гкал отпущенной тепловой энергии, руб./Гкал без НДС	226,21	2903,77	1078,21	999,81	1224,40	547,22	633,47	280,59	707,75	540,28	883,56	1227,14
6.	Расчетный тариф по прогнозу МЭР, с инвестнадбавкой в размере затрат на мероприятия, руб./Гкал без НДС	4443,61	6 111,34	3 798,21	3 528,99	3 867,40	3 293,29	3 472,91	3 199,53	3 699,66	3 601,01	4 008,56	4 417,77

14.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации представлены в п. 14.1

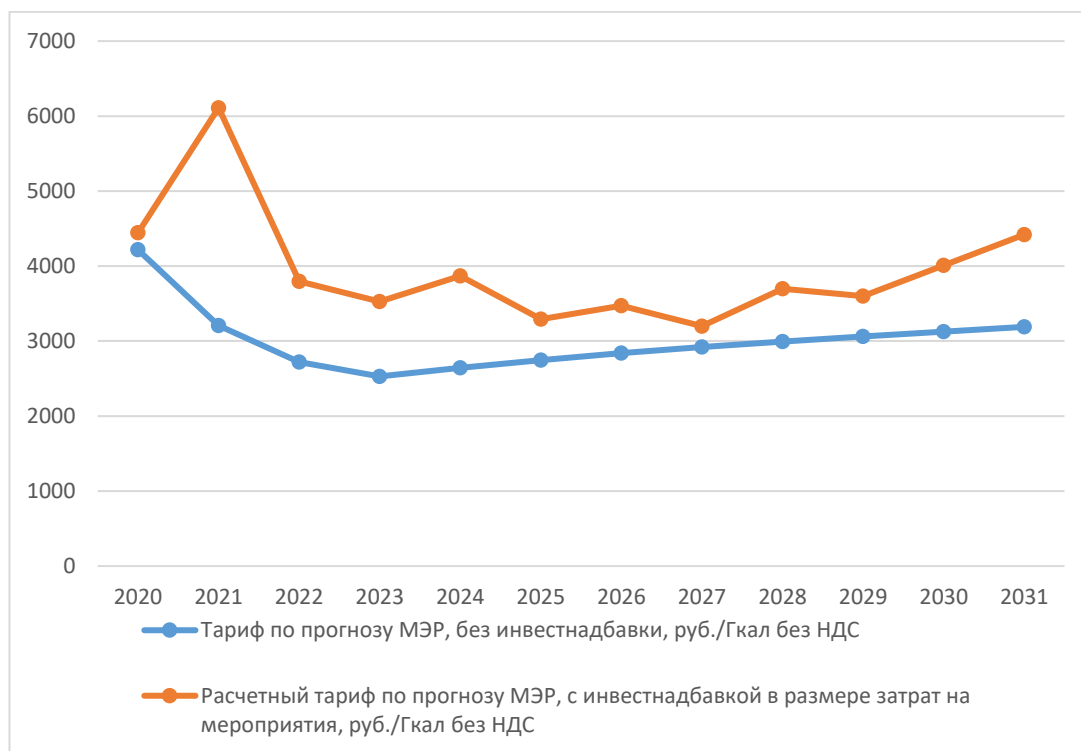


Рисунок 14.2.1. График тарифных последствий для потребителя при реализации программы строительства, реконструкции и технического перевооружения системы теплоснабжения

14.3. Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения

В утвержденной актуализируемой редакции схемы теплоснабжения отсутствовали материалы главы 14 «Ценовые (тарифные) последствия».

15. ГЛАВА 15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения

Реестр систем ТС, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе ТС, расположенных в границах Приозерского городского поселения, приведен в таблице ниже.

Таблица 15.1.1 Реестр систем ТС, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе ТС, расположенных в границах Приозерского городского поселения

№ пп.	Наименование системы ТС	Наименование теплоснабжающих организаций, действующих в системе ТС
1	Котельная №1, Котельная №2	ООО «Энерго-Ресурс»
2	Котельная ДРСУ	ООО «Энерго-Ресурс»
3	Котельная ул. Заозерная	ООО «Энерго-Ресурс»
4	Котельная ул. Цветкова	ООО «Энерго-Ресурс»
5	Котельная ДДИ	ООО «Энерго-Ресурс»

15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

На 01.01.2022 года на территории г. Приозерска осуществляет свою деятельность Единая теплоснабжающая организация ООО «Энерго-Ресурс» на основании Постановления Администрации МО Приозерский муниципальный район №3227 от 27.09.2018 с определением зоны действия на территории МО Приозерское городское поселение МО Приозерский муниципальный район Ленинградской области с 01 октября 2018г.

Таблица 15.2.1 Реестр систем теплоснабжения

№ п.п.	№ системы ТС	Наименования источников тепловой энергии в системе ТС	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы ТС	Объекты систем ТС в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны	Утвержденная ЕТО
1	2	3	4	5	6	7
1	1	Котельная №1, Котельная №2	ООО «Энерго-Ресурс»	Котельные, сети ТС	1	ООО «Энерго-Ресурс»
2	2	Котельная ДРСУ	ООО «Энерго-Ресурс»	Котельная, сети ТС	2	ООО «Энерго-Ресурс»
3	3	Котельная ул. Заозерная	ООО «Энерго-Ресурс»	Котельная, сети ТС	3	ООО «Энерго-Ресурс»
4	4	Котельная ул. Цветкова	ООО «Энерго-Ресурс»	Котельная, сети ТС	4	ООО «Энерго-Ресурс»
5	5	Котельная ДДИ	ООО «Энерго-Ресурс»	Котельная, сети ТС	5	ООО «Энерго-Ресурс»

15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

Критерии присвоения статуса ЕТО приведены в пункте 7 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных ПП РФ от 08.08.2012 № 808.

В соответствии с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации», утвержденными постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 N 808 (далее Правила):

- 1) Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.
- 2) 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.

- 3) 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, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 Правил, 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 об ее принятии. Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - официальный сайт).

- 4) В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей

организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с пунктами 7 - 10 Правил.

5) 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.

- 1) 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.
- 2) 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.
- 3) 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 об ее принятии.
- 4) 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.
- 5) 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.

- б) 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.
- 7) Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:
- систематическое (3 и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров, указанных в пункте 12 Правил. 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;
 - принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;
 - принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;
 - прекращение права собственности или владения имуществом, указанным в абзаце втором пункта 7 Правил, по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;
 - несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
 - подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.
- 8) Лица, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, предусмотренным абзацем вторым пункта 13 Правил, незамедлительно информируют об этом уполномоченные органы для принятия ими решения об утрате организацией статуса единой теплоснабжающей организации. К указанной информации должны быть приложены вступившие в законную силу решения федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов.

Уполномоченное должностное лицо организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, обязано уведомить уполномоченный орган о возникновении указанных в абзацах третьем - пятом пункта 13 Правил фактов,

являющихся основанием для утраты организацией статуса единой теплоснабжающей организации, в течение 3 рабочих дней со дня принятия уполномоченным органом решения о реорганизации, ликвидации, признания организации банкротом, прекращения права собственности или владения имуществом организации.

- 9) Организация, имеющая статус единой теплоснабжающей организации, вправе подать в уполномоченный орган заявление о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации, за исключением случаев, если статус единой теплоснабжающей организации присвоен в соответствии с пунктом 11 Правил. Заявление о прекращении функций единой теплоснабжающей организации может быть подано до 1 августа текущего года.
- 10) Уполномоченный орган обязан принять решение об утрате организацией статуса единой теплоснабжающей организации в течение 5 рабочих дней со дня получения от лиц, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, предусмотренным абзацем вторым пункта 13 Правил, вступивших в законную силу решений федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов, а также получения уведомления (заявления) от организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, в случаях, предусмотренных абзацами третьим и седьмым пункта 13 Правил.
- 11) Уполномоченный орган обязан в течение 3 рабочих дней со дня принятия решения об утрате организацией статуса единой теплоснабжающей организации разместить на официальном сайте сообщение об этом, а также предложить теплоснабжающим и (или) теплосетевым организациям подать заявку о присвоении им статуса единой теплоснабжающей организации. Подача заявления заинтересованными организациями и определение единой теплоснабжающей организации осуществляется в порядке, установленном в пунктах 5 - 11 Правил.
- 12) Организация, утратившая статус единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным пунктом 13 Правил, обязана исполнять функции единой теплоснабжающей организации до присвоения другой организации статуса единой теплоснабжающей организации в порядке, предусмотренном пунктами 5 - 11 Правил, а также передать организации, которой присвоен статус единой теплоснабжающей организации, информацию о потребителях тепловой энергии, в том числе имя (наименование) потребителя, место жительства (место нахождения), банковские реквизиты, а также информацию о состоянии расчетов с потребителем.
- 13) 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.

15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Заявки от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации в ходе разработки проекта схемы теплоснабжения не подавались.

15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Описание границ зон деятельности ЕТО на территории Приозерского городского поселения приведено на рисунке 15.5.1.

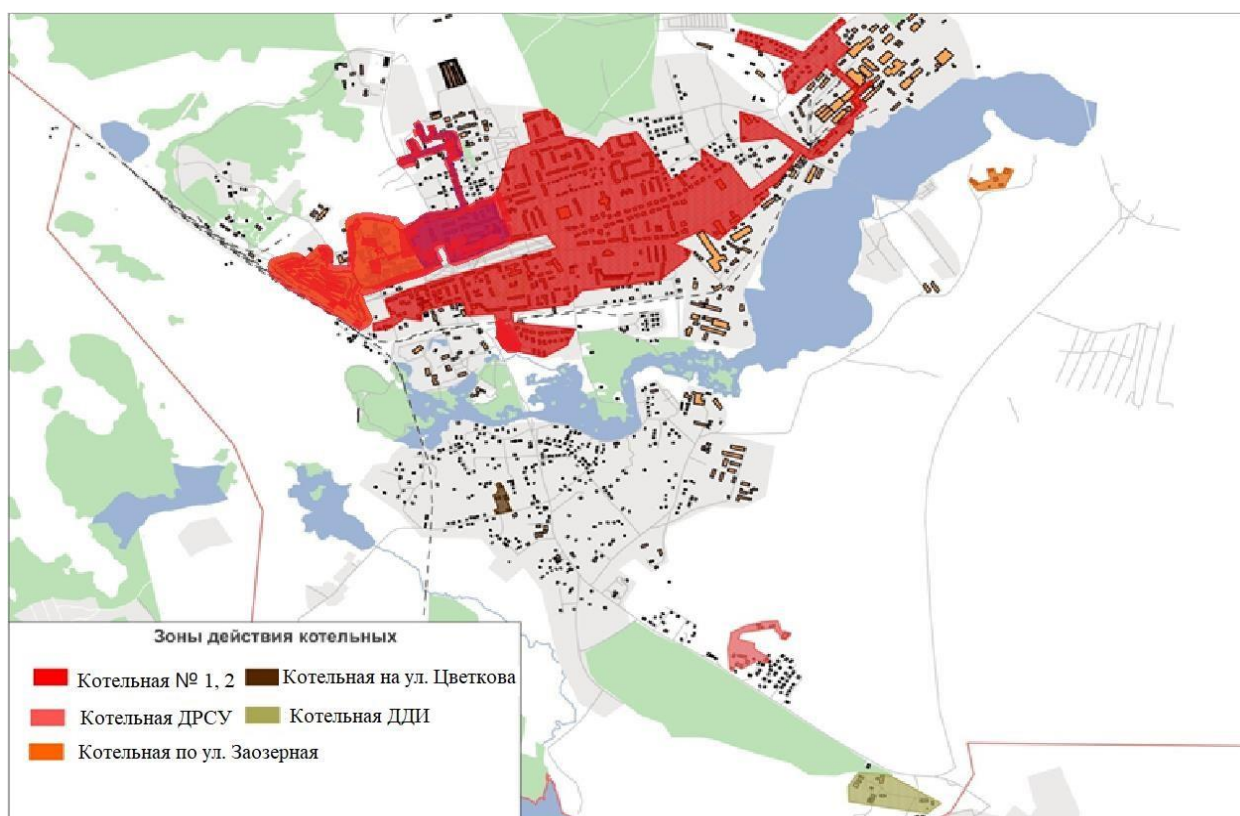


Рисунок 15.5.1. Зоны действия ЕТО на территории Приозерского городского поселения

15.6. Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений

За период, предшествовавший настоящей актуализации Схемы теплоснабжения Приозерского городского поселения с момента её утверждения в плане изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, не произошло.

16. ГЛАВА 16 РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии представлен в таблице 16.4.1.

16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них представлен в таблице 16.4.2.

16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения

Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения представлен в таблице 16.4.2.

16.4. Сводная стоимость мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения

Сводная стоимость мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения представлена в таблице 16.4.3.

Таблица 16.4.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии, тыс. руб.

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Группа проектов 1-1. "Мероприятия на источниках тепловой энергии"										
Всего капитальные затраты, без НДС		2968,367	23556,374							
НДС		593,673	4711,275							
Всего стоимость группы проектов		3562,041	28267,649							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		3562,041	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594
Проекты ООО "Энерго-Ресурс"										
Всего капитальные затраты, без НДС		2968,367	23556,374							
НДС		593,673	4711,275							
Всего стоимость подгруппы проектов		3562,041	28267,649							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом		3562,041	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594	35060,594
Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников тепловой энергии"										
Всего капитальные затраты, без НДС		2805,503	23386,669							
НДС		561,101	4677,334							
Всего стоимость проекта		3366,603	28064,003							
Всего стоимость проекта накопленным итогом		3366,603	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511	34661,511
Подгруппа проектов 001.01.01.001 Строительство блочно-модульной котельной БМК ДРСУ мощностью 0,25 МВт										
Всего капитальные затраты, без НДС		2805,503								
НДС		561,101								
Всего стоимость проекта		3366,603								
Всего стоимость проекта накопленным итогом		3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603	3366,603
Подгруппа проектов 001.01.01.002 Строительство блочно-модульной котельной БМК ДДИ мощностью 2,0 МВт										
Всего капитальные затраты, без НДС			23386,669							
НДС			4677,334							
Всего стоимость подгруппы проектов			28064,003							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом			28064,003	28064,003	28064,003	28064,003	28064,003	28064,003	28064,003	28064,003

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Подгруппа проектов 001.01.01.003 Строительство блочно-модульной котельной на ул. Заозерная мощностью 0,25 МВт										
Всего капитальные затраты, без НДС	2692,421									
НДС	538,484									
Всего стоимость подгруппы проектов	3230,905									
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905	3230,905
Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Вывод из эксплуатации источников тепловой энергии"										
Всего капитальные затраты, без НДС		162,865	169,705							
НДС		32,573	33,941							
Всего стоимость проекта		195,438	203,646							
Всего стоимость проекта накопленным итогом		195,438	399,083	399,083	399,083	399,083	399,083	399,083	399,083	399,083
Подгруппа проектов 001.01.02.001 Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДРСУ										
Всего капитальные затраты, без НДС		162,865								
НДС		32,573								
Всего стоимость проекта		195,438								
Всего стоимость проекта накопленным итогом		195,438	195,438	195,438	195,438	195,438	195,438	195,438	195,438	195,438
Подгруппа проектов 001.01.02.002 Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДДИ										
Всего капитальные затраты, без НДС			169,705							
НДС			33,941							
Всего стоимость подгруппы проектов			203,646							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом			203,646	203,646	203,646	203,646	203,646	203,646	203,646	203,646

Таблица 16.4.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, тыс. руб.

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Группа проектов 1-2. "Мероприятия на тепловых сетях и сооружениях на них"										
Всего капитальные затраты, без НДС	121090,67	92893,82	94489,10	53231,40	62158,90	27775,35	77557,40	59205,33	96822,50	134470,01

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
в т.ч. непредвиденные расходы	2421,81	1857,88	1889,78	1064,63	1243,18	555,51	1551,15	1184,11	1936,45	2689,40
НДС	24218,13	18578,76	18897,82	10646,28	12431,78	5555,07	15511,48	11841,07	19364,50	26894,00
Всего стоимость группы проектов	145308,80	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	145308,80	256781,39	370168,31	434045,98	508636,66	541967,08	635035,96	706082,35	822269,36	983633,37
Проекты ООО "Энерго-Ресурс"										
Всего капитальные затраты, без НДС	121090,67	92893,82	94489,10	53231,40	62158,90	27775,35	77557,40	59205,33	96822,50	134470,01
в т.ч. непредвиденные расходы	2421,81	1857,88	1889,78	1064,63	1243,18	555,51	1551,15	1184,11	1936,45	2689,40
НДС	24218,13	18578,76	18897,82	10646,28	12431,78	5555,07	15511,48	11841,07	19364,50	26894,00
Всего стоимость подгруппы проектов	145308,80	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	145308,80	256781,39	370168,31	434045,98	508636,66	541967,08	635035,96	706082,35	822269,36	983633,37
Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Строительство тепловых сетей"										
Всего капитальные затраты, без НДС	2009,88	923,70	1344,61	657,02	4018,49	2626,04	34152,93			
в т.ч. непредвиденные расходы	40,20	18,47	26,89	13,14	80,37	52,52	683,06			
НДС	401,98	184,74	268,92	131,40	803,70	525,21	6830,59			

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	2411,86	3520,30	5133,83	5922,25	10744,44	13895,68	54879,20			
Подгруппа проектов 001.02.01.001 "Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (при соединении новых потребителей тепловой энергии)"										
Всего капитальные затраты, без НДС	2009,88	923,70	1344,61	657,02	4018,49	2626,04	34152,93			
в т.ч. непредвиденные расходы	40,20	18,47	26,89	13,14	80,37	52,52	683,06			
НДС	401,98	184,74	268,92	131,40	803,70	525,21	6830,59			
Всего стоимость подгруппы проектов	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	2411,86	3520,30	5133,83	5922,25	10744,44	13895,68	54879,20			
Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Реконструкция и (или) модернизации тепловых сетей"										
Всего капитальные затраты, без НДС	23556,35	42027,07	28258,21	35480,57	40294,47	6518,15	23953,54	38898,56	75622,24	112336,93
в т.ч. непредвиденные расходы	471,13	840,54	565,16	709,61	805,89	130,36	479,07	777,97	1512,44	2246,74
НДС	4711,27	8405,41	5651,64	7096,11	8058,89	1303,63	4790,71	7779,71	15124,45	22467,39

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	28267,62	78700,10	112609,96	155186,64	203540,00	211361,79	240106,03	286784,30	377530,99	512335,30
<i>Подгруппа проектов 001.02.02.001 "Реконструкция и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса"</i>										
Всего капитальные затраты, без НДС	10152,42	28060,18	28258,21	35480,57	40294,47	6518,15	23953,54	38898,56	75622,24	112336,93
в т.ч. непредвиденные расходы	203,05	561,20	565,16	709,61	805,89	130,36	479,07	777,97	1512,44	2246,74
НДС	2030,48	5612,04	5651,64	7096,11	8058,89	1303,63	4790,71	7779,71	15124,45	22467,39
Всего стоимость подгруппы проектов	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	12182,91	45855,12	79764,98	122341,66	170695,02	178516,81	207261,05	253939,32	344686,01	479490,32
<i>Подгруппа проектов 001.02.02.002 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов"</i>										
Всего капитальные затраты, без НДС	13403,93	13966,89								
в т.ч. непредвиденные расходы	268,08	279,34								
НДС	2680,79	2793,38								

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов	16084,71	16760,27								
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	16084,71	32844,98								
Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Техническое обследование и паспортизация тепловых сетей, и кадастровые работы"										
Всего капитальные затраты, без НДС	2605,00	2714,41	2828,42	2947,21	3076,89	3212,27	3353,61	3501,17	3655,22	3816,05
в т.ч. непредвиденные расходы	52,10	54,29	56,57	58,94	61,54	64,25	67,07	70,02	73,10	76,32
НДС	521,00	542,88	565,68	589,44	615,38	642,45	670,72	700,23	731,04	763,21
Всего стоимость подгруппы проектов	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	3126,00	6383,29	9777,39	13314,04	17006,30	20861,03	24885,36	29086,76	33473,02	38052,28
Подгруппа проектов 001.02.04.000 "Ремонт тепловых камер в.ч. оборудование тепловых камер системой непрерывного мониторинга температуры и давления "										
Всего капитальные затраты, без НДС	12504,00	13029,17	13576,39	14146,60	14769,05	15418,89	16097,32	16805,60	17545,05	18317,03
в т.ч. непредвиденные расходы	250,08	260,58	271,53	282,93	295,38	308,38	321,95	336,11	350,90	366,34
НДС	2500,80	2605,83	2715,28	2829,32	2953,81	3083,78	3219,46	3361,12	3509,01	3663,41

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	15004,80	30639,80	46931,47	63907,40	81630,26	100132,93	119449,71	139616,44	160670,50	182650,94
Подгруппа проектов 001.02.05.000 "Мероприятия по переводу потребителей с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения "										
Всего капитальные затраты, без НДС	69212,90	34199,47	48481,47							
в т.ч. непредвиденные расходы	1384,26	683,99	969,63							
НДС	13842,58	6839,89	9696,29							
Всего стоимость подгруппы проектов	83055,48	41039,36	58177,77							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	83055,48	124094,85	182272,61							
Подгруппа проектов 001.02.05.001 "Строительство тепловых сетей необходимых для организации закрытой системы теплоснабжения через ЦТП "										
Всего капитальные затраты, без НДС	26938,96	12809,92	29565,03							
в т.ч. непредвиденные расходы	538,78	256,20	591,30							
НДС	5387,79	2561,98	5913,01							

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов	32326,76	15371,90	35478,04							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	32326,76	47698,66	83176,70							
<i>Подгруппа проектов 001.02.05.002 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе перекрестка ул. Гагарина и ул. Ленина "</i>										
Всего капитальные затраты, без НДС	34719,44									
в т.ч. непредвиденные расходы	694,39									
НДС	6943,89									
Всего стоимость подгруппы проектов	41663,33									
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	41663,33									
<i>Подгруппа проектов 001.02.05.003 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Привокзальная"</i>										
Всего капитальные затраты, без НДС		13517,76								
в т.ч. непредвиденные расходы		270,36								
НДС		2703,55								

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов		16221,31								
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом		16221,31								
<i>Подгруппа проектов 001.02.05.004 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Литейной – Героя Богданова"</i>										
Всего капитальные затраты, без НДС			10714,04							
в т.ч. непредвиденные расходы			214,28							
НДС			2142,81							
Всего стоимость подгруппы проектов			12856,84							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом			12856,84							
<i>Подгруппа проектов 001.02.05.005 "Проектные работы по строительству 3-х ЦТП и тепловых сетей для организации закрытой схемы теплоснабжения "</i>										
Всего капитальные затраты, без НДС	7554,50	7871,79	8202,40							
в т.ч. непредвиденные расходы	151,09	157,44	164,05							
НДС	1510,90	1574,36	1640,48							

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость подгруппы проектов	9065,40	9446,15	9842,88							
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	9065,40	18511,55	28354,43							
Подгруппа проектов 001.02.06.000 "Установка узлов ввода тепловой энергии с автоматическим погодным регулированием блочного исполнения в МКД "										
Всего капитальные затраты, без НДС	11202,53									
в т.ч. непредвиденные расходы	224,05									
НДС	2240,51									
Всего стоимость подгруппы проектов	13443,04									
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	13443,04									

Таблица 16.4.3 Сводная стоимость мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, тыс. руб

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Проекты ООО "Энерго-Ресурс"										
Всего стоимость проектов	148539,71	115034,63	141654,57	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Всего стоимость проектов накопленным итогом	148539,71	263574,33	405228,90	469106,58	543697,25	577027,67	670096,55	741142,95	857329,95	1018693,96
Источники инвестиций, в том числе:	148539,71	115034,63	141654,57	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Собственные средства, в том числе:	135096,67	115034,63	141654,57	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Амортизация	132684,81	113926,18	140041,04	63089,25	69768,49	30179,18	52085,36	71046,39	116187,01	161364,01
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Бюджетные средства/средства кап. ремонта	13443,04									
Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"										
Всего стоимость группы проектов	3230,91	3562,04	28267,65							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3230,91	6792,95	35060,59							
Источники инвестиций, в том числе:	3230,91	3562,04	28267,65							
Собственные средства, в том числе:	3230,91	3562,04	28267,65							
Амортизация	3230,91	3562,04	28267,65							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников тепловой энергии"										
Всего стоимость проекта	3230,91	3366,60	28064,00							
Всего стоимость проекта накопленным итогом	3230,91	6597,51	34661,51							
Источники инвестиций, в том числе:	3230,91	3366,60	28064,00							
Собственные средства, в том числе:	3230,91	3366,60	28064,00							
Амортизация	3230,91	3366,60	28064,00							
Средства из прибыли										

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.01.001 Строительство блочно-модульной котельной БМК ДРСУ мощностью 0,25 МВт										
Всего стоимость группы проектов		3366,60								
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		3366,60								
Источники инвестиций, в том числе:		3366,60								
Собственные средства, в том числе:		3366,60								
Амортизация		3366,60								
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.01.002 Строительство блочно-модульной котельной БМК ДДИ мощностью 2,0 МВт										
Всего стоимость группы проектов			28064,00							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			28064,00							
Источники инвестиций, в том числе:			28064,00							
Собственные средства, в том числе:			28064,00							
Амортизация			28064,00							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.01.003 Строительство блочно-модульной котельной на ул. Заозерная мощностью 0,25 МВт										
Всего стоимость группы проектов	3230,91									
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3230,91									
Источники инвестиций, в том числе:	3230,91									
Собственные средства, в том числе:	3230,91									
Амортизация	3230,91									
Средства из прибыли										

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Вывод из эксплуатации источников тепловой энергии"										
Всего стоимость проекта		195,44	203,65							
Всего стоимость проекта накопленным итогом		195,44	399,08							
Источники инвестиций, в том числе:		195,44	203,65							
Собственные средства, в том числе:		195,44	203,65							
Амортизация		195,44	203,65							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.02.001 Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДРСУ										
Всего стоимость группы проектов		195,44								
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		195,44								
Источники инвестиций, в том числе:		195,44								
Собственные средства, в том числе:		195,44								
Амортизация		195,44								
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.01.02.002 Вывод из эксплуатации и консервация котельной ДДИ										
Всего стоимость группы проектов			203,65							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			203,65							
Источники инвестиций, в том числе:			203,65							
Собственные средства, в том числе:			203,65							
Амортизация			203,65							
Средства из прибыли										

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"										
Всего стоимость группы проектов	145308,80	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	145308,80	256781,39	370168,31	434045,98	508636,66	541967,08	635035,96	706082,35	822269,36	983633,37
Источники инвестиций, в том числе:	145308,80	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Собственные средства, в том числе:	131865,76	111472,59	113386,92	63877,67	74590,68	33330,42	93068,88	71046,39	116187,01	161364,01
Амортизация	129453,90	110364,14	111773,39	63089,25	69768,49	30179,18	52085,36	71046,39	116187,01	161364,01
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Бюджетные средства	13443,04									
Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Строительство тепловых сетей"										
Всего стоимость группы проектов	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	2411,86	3520,30	5133,83	5922,25	10744,44	13895,68	54879,20			
Источники инвестиций, в том числе:	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Собственные средства, в том числе:	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Амортизация										
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.01.001 "Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии)"										
Всего стоимость группы проектов	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	2411,86	3520,30	5133,83	5922,25	10744,44	13895,68	54879,20			
Источники инвестиций, в том числе:	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Собственные средства, в том числе:	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Амортизация										

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей	2411,86	1108,45	1613,53	788,42	4822,18	3151,25	40983,52			
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Реконструкция и (или) модернизации тепловых сетей"										
Всего стоимость группы проектов	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	28267,62	78700,10	112609,96	155186,64	203540,00	211361,79	240106,03	286784,30	377530,99	512335,30
Источники инвестиций, в том числе:	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Собственные средства, в том числе:	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Амортизация	28267,62	50432,48	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.02.001 "Реконструкция и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса"										
Всего стоимость группы проектов	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	12182,91	45855,12	79764,98	122341,66	170695,02	178516,81	207261,05	253939,32	344686,01	479490,32
Источники инвестиций, в том числе:	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Собственные средства, в том числе:	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Амортизация	12182,91	33672,22	33909,85	42576,68	48353,37	7821,79	28744,25	46678,27	90746,68	134804,31
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.02.002 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов"										
Всего стоимость группы проектов	16084,71	16760,27								
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	16084,71	32844,98								
Источники инвестиций, в том числе:	16084,71	16760,27								
Собственные средства, в том числе:	16084,71	16760,27								

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Амортизация	16084,71	16760,27								
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Техническое обследование и паспортизация тепловых сетей, и кадастровые работы"										
Всего стоимость группы проектов	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3126,00	6383,29	9777,39	13314,04	17006,30	20861,03	24885,36	29086,76	33473,02	38052,28
Источники инвестиций, в том числе:	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Собственные средства, в том числе:	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Амортизация	3126,00	3257,29	3394,10	3536,65	3692,26	3854,72	4024,33	4201,40	4386,26	4579,26
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.04.000 "Ремонт тепловых камер в.ч. оборудование тепловых камер системой непрерывного мониторинга температуры и давления "										
Всего стоимость группы проектов	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	15004,80	30639,80	46931,47	63907,40	81630,26	100132,93	119449,71	139616,44	160670,50	182650,94
Источники инвестиций, в том числе:	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Собственные средства, в том числе:	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Амортизация	15004,80	15635,00	16291,67	16975,92	17722,86	18502,67	19316,79	20166,72	21054,06	21980,44
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.05.000 "Мероприятия по переводу потребителей с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения "										
Всего стоимость группы проектов	83055,48	41039,36	58177,77							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	83055,48	124094,85	182272,61							

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Источники инвестиций, в том числе:	83055,48	41039,36	58177,77							
Собственные средства, в том числе:	83055,48	41039,36	58177,77							
Амортизация	83055,48	41039,36	58177,77							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
<i>Подгруппа проектов 001.02.05.001 "Строительство тепловых сетей необходимых для организации закрытой системы теплоснабжения через ЦТП "</i>										
Всего стоимость группы проектов	32326,76	15371,90	35478,04							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	32326,76	47698,66	83176,70							
Источники инвестиций, в том числе:	32326,76	15371,90	35478,04							
Собственные средства, в том числе:	32326,76	15371,90	35478,04							
Амортизация	32326,76	15371,90	35478,04							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
<i>Подгруппа проектов 001.02.05.002 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе перекрестка ул. Гагарина и ул. Ленина "</i>										
Всего стоимость группы проектов	41663,33									
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	41663,33									
Источники инвестиций, в том числе:	41663,33									
Собственные средства, в том числе:	41663,33									
Амортизация	41663,33									
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
<i>Подгруппа проектов 001.02.05.003 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Привокзальная"</i>										
Всего стоимость группы проектов		16221,31								

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		16221,31								
Источники инвестиций, в том числе:		16221,31								
Собственные средства, в том числе:		16221,31								
Амортизация		16221,31								
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.05.004 "Строительство ЦТП с теплообменным оборудованием для организации закрытой системы теплоснабжения в районе ул. Литейной – Героя Богданова"										
Всего стоимость группы проектов			12856,84							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			12856,84							
Источники инвестиций, в том числе:			12856,84							
Собственные средства, в том числе:			12856,84							
Амортизация			12856,84							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.05.005 "Проектные работы по строительству 3-х ЦТП и тепловых сетей для организации закрытой схемы теплоснабжения "										
Всего стоимость группы проектов	9065,40	9446,15	9842,88							
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	9065,40	18511,55	28354,43							
Источники инвестиций, в том числе:	9065,40	9446,15	9842,88							
Собственные средства, в том числе:	9065,40	9446,15	9842,88							
Амортизация	9065,40	9446,15	9842,88							
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 001.02.06.000 "Установка узлов ввода тепловой энергии с автоматическим погодным регулированием блочного исполнения в МКД "										

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Всего стоимость группы проектов	13443,04									
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	13443,04									
Источники инвестиций, в том числе:	13443,04									
Собственные средства, в том числе:										
Амортизация										
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства	13443,04									

17. ГЛАВА 17 ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

17.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

На момент разработки схемы теплоснабжения замечания и предложения не поступали.

17.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

На момент разработки схемы теплоснабжения замечания и предложения не поступали.

17.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

На момент разработки схемы теплоснабжения замечания и предложения не поступали.

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

18.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения

Реестр изменений, внесенных в актуализированную Схему ТС Приозерского городского поселения, приведен в таблице ниже.

Таблица 18.1.1 – Реестр изменений, внесенных в актуализированную Схему ТС Приозерского городского поселения

№ п.п.	Актуальная редакция (на 31.03.2021)		Внесенные изменения
	Наименование документа		
1	4		6
1	Схема теплоснабжения Приозерского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области на период до 2031 г. Утверждаемая часть		Изменено наименование документа. В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены состав и наименования разделов, входящих в состав документа. Во всех разделах, входящих в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2	Обосновывающие материалы		-
2.1	Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.2	Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.3	Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены

№ п.п.	Актуальная редакция (на 31.03.2021)		Внесенные изменения
	Наименование документа		
1	4		6
			наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.4	Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.5	Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения		Глава разработана впервые
2.6	Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.7	Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.8	Глава 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.9	Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения		Глава разработана впервые

№ п.п.	Актуальная редакция (на 31.03.2021)		Внесенные изменения
	Наименование документа		
1	4		6
2.10	Глава 10 Перспективные топливные балансы		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.11	Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.12	Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.13	Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения		Глава разработана впервые
2.14	Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия		Глава разработана впервые
2.15	Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и наименования частей (разделов), входящих в состав документа. По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных
2.16	Глава 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения		Глава разработана впервые
2.17	Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения		Глава разработана впервые
2.18	Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения		В соответствии с актуальной редакцией ПП РФ от 22.02.2012 № 154 и Приказом Минэнерго РФ от 05.03.2019 № 212 изменены наименование документа и

№ п.п.	Актуальная редакция (на 31.03.2021)	Внесенные изменения
	Наименование документа	
1	4	6
		<p>наименования частей (разделов), входящих в состав документа.</p> <p>По всем частям (разделам), входящим в состав документа, актуализирована информация на основании предоставленных актуальных данных</p>