УТВЕРЖДЕН _____
Собрание депутатов Сельской администрации
Онгудайского сельского поселения
Онгудайского района Республики Алтай

Схема теплоснабжения муниципального образования Онгудайского сельского поселения Онгудайского района Республики Алтай До 2027 года

Общественные слушания проведены
«…..» ……20…. года
Протокол № … от «….»……..20….

Заказчик: Сельская администрация Онгудайского сельского поселения Онгудайского района Республики Алтай

Разработчик: ООО «Алтайский центр экспертизы и энергосбережения"

Директор _____/ Г. Б. Нигматулин

Барнаул 2013 г.

Введение	
1 Общая часть	
1.1 Проектная демографическая структура населения МО Онгудайское СП	
1.2 Жилая зона	
1.3 Технико-экономические показатели схемы теплоснабжения МО Онгудайское СП	
2. Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	
2.1 Функциональная структура теплоснабжения	
2.1.1 Зоны действия производственных котельных	
2.1.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения	
2.1.3 Карта-схема поселения с делением поселения на зоны действия	
2.2. Источники тепловой энергии	
2.2.1 Структура основного оборудования источников тепловой энергии. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования	
2.2.2 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	
2.2.3 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	
2.2.4 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	
2.2.5 Схема выдачи тепловой мощности котельных	
2.2.6 Среднегодовая загрузка оборудования	
2.2.7 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	
2.2.8 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	
2.2.9 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды	
2.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	
2.2.11 Оценка топливной экономичности работы котельной	
2.3.Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	
2.3.1 Общие положения	
2.3.2 Общая характеристика тепловых сетей	
2.3.3 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры	
2.3.4 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети	
2.3.5 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	

2.3.6 Гидравлические режимы тепловых сетей	
2.3.7 Насосные станции и тепловые пункты	
2.3.8 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей	
2.3.9 Диагностика и ремонты тепловых сетей	
2.3.10 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя	
2.3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети	
2.3.12 Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям	
2.3.13 Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	
2.3.14 Анализ работы диспетчерской службы теплоснабжающей организации	
2.3.15 Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов и насосных станций	
2.3.16 Защита тепловых сетей от превышения давления	
2.3.17 Бесхозяйные тепловые сети	
2.4. Зоны действия источников тепловой энергии	
2.4.1 Определение радиуса эффективного теплоснабжения	
2.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии	
2.5.1 Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом	
2.5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	
2.5.3 Значения тепловых нагрузок при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой	
2.5.4 Существующий норматив потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	
2.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	
2.6.1 Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и при соединенной тепловой нагрузки	
2.7. Балансы теплоносителя	
2.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	
2.9. Надежность теплоснабжения	
2.10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	
2.11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, сельского поселения	
3. Глава 2 Перспективное потребление тепловой энергии на цели	

теплоснабжения	
3.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	
3.2. Прогноз приростов на каждом этапе площади строительных фондов на период до 2027 г с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания	
4. Глава 3 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	
5. Глава 4 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	
6. Глава 5 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
7. Глава 6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	
7.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	
7.2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	
7.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	
7.4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	
7.5 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	
7.6 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа	
7.7 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе	
8 Глава 7 Оценка надежности теплоснабжения	
8.1.1 Вероятность безотказной работы последовательных участков ТС котельных	
9 Глава 8 Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	

Библиография	

Введение

Схема теплоснабжения муниципального образования Онгудайского сельского поселения Онгудайского района Республики Алтай (в дальнейшем – МО Онгудайское СП) на период до 2027 года разработана на основании Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г.№154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки утверждения» и методических рекомендаций по разработке схемы теплоснабжения, утвержденных совместным приказом Минэнерго и Минрегиона РФ. Базовым годом для разработки схемы теплоснабжения является 2012 г. При разработке схемы теплоснабжения использованы:

– правила землепользования и застройки МО Онгудайское СП;

– документация по источникам тепловой энергии, данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, конструктивные данные по сетям, эксплуатационная документация, документы по финансовой и хозяйственной деятельности, статистическая отчетность;

– материалы администрации МО Онгудайское СП, в т.ч. документация по техническим характеристикам зданий, строений, сооружений.

– данные предоставленные теплоснабжающей организацией.

В работе используются следующие понятия и определения:

- "Источник тепловой энергии (теплоты) " - теплогенерирующая энергоустановка или их совокупность, в которой производится нагрев теплоносителя за счет передачи теплоты сжигаемого топлива, а также путем электронагрева или другими, в том числе нетрадиционными способами, участвующая в теплоснабжении потребителей.
- "Котел водогрейный" - устройство, в топке которого сжигается топливо, а теплота сгорания используется для нагрева воды,

находящейся под давлением выше атмосферного и используемой в качестве теплоносителя вне этого устройства

- "Котел паровой" - устройство, в топке которого сжигается топливо, а теплота сгорания используется для производства водяного пара с давлением выше атмосферного, используемого вне этого устройства.
- "Индивидуальный тепловой пункт" - тепловой пункт, предназначенный для присоединения систем теплопотребления одного здания или его части.
- "Центральный тепловой пункт" - тепловой пункт, предназначенный для присоединения систем теплопотребления двух и более зданий.
- "Котельная" - комплекс технологически связанных тепловых энергоустановок, расположенных в обособленных производственных зданиях, встроенных, пристроенных или надстроенных помещениях с котлами, водонагревателями (в т.ч. установками нетрадиционного способа получения тепловой энергии) и котельно-вспомогательным оборудованием, предназначенный для выработки теплоты.
- "Зона действия системы теплоснабжения" - территория поселения, 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 поселения, 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;
- "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 поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;
- "Расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

«Показатель энергоэффективности» - абсолютная или удельная величина потребления или потери энергоресурсов, установленная государственными стандартами и (или) иными нормативными техническими документами.

1. Общая часть

Село Онгудай - административный и культурный центр района, расположенный на берегу реки Урсул. Расстояние до республиканского центра 205 км, до ближайшей железнодорожной станции Бийск 310 км. Село Онгудай образовано в 1921 году.

Краткая характеристика:

1. Численность населения (на 01.01.2014 г.) – 7728 чел.
2. Темп роста численности – 107%
3. Общая площадь жилищного фонда (2010 г.) – 268,1 тыс. $м^2$
4. Темп роста общей площади жилищного фонда (2010/2009 гг.) – 100,3%
5. Введено в действие жилых домов (2010 г.) – 0,76 тыс. $м^2$
6. Число источников теплоснабжения– 7
7. Протяженность тепловых в двухтрубном исчислении сетей – 2,603 км
   Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, в общей протяженности в двухтрубном исчислении – 58%

1.1 Проектная демографическая структура населения МО Онгудайское СП

Муниципальное образование «Онгудайскоесельское поселение» расположено в центральной части Республики Алтай. Онгудайское сельское поселение образовано в 2006 году. На территории поселения в основном одноэтажные деревянные и блочные строения, имеются многоэтажные здания. Количество дворов – 2278 шт.

Общая площадь земель муниципального образования - 32437 га, в том числе земель сельхозугодий – 30269 га, площадь застроенных земель – 108 га.

Показатели демографического развития поселения являются ключевым инструментом оценки развития сельского поселения, как среды жизнедеятельности человека. Согласно данным похозяйственного учета, динамика демографического развития Онгудайского сельского поселения характеризуется следующими показателями (таблица 1).

Таблица 1

Наименование показателя	Факт		
	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Численность населения поселения, человек	7067	7461	7728
Число родившихся, человек	170	134	123
Число умерших, человек	45	65	58
Естественный прирост (+) / убыль (-), человек	+125	+69	+65
Миграционный прирост (+) / убыль (-), человек	+307	+160	+202
Общий прирост (+) / убыль (-), человек	+432	+229	+267

В период с 2011 по 2013 гг. численность населения поселения непрерывно увеличивалась.

Демографический прогноз является неотъемлемой частью комплексных экономических и социальных прогнозов развития территории и имеет чрезвычайно важное значение для целей краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного планирования развития территории. Демографический прогноз позволяет дать оценку основных параметров развития населения (обеспеченность трудовыми ресурсами, дальнейшие перспективы воспроизводства и т.д.) на основе выбранных гипотез изменения уровней рождаемости, смертности и миграционных потоков.

В проекте генерального плана прогнозируется увеличение численности населения сельского поселения, соответсвенно для целей разработки проекта схемы теплоснабжения принимается условие, при котором численность жителей имеет тенденцию роста,

1.2 Жилая зона

Данные не предоставлены

1.4 Технико-экономические показатели схемы теплоснабжения МО Онгудайское СП

Основными целевыми индикаторами реализации мероприятий программы комплексного развития в части системы теплоснабжения потребителей поселения являются:

- Применение высокоэффективных теплоизоляционных материалов энергосберегающих технологий и современных приборов учета электроэнергии, тепла, воды, электроэнергии (первая очередь);
- Реконструкция котельных и теплотрасс (замена электрооборудования в котельных, перенос котельной) (первая очередь);
- Применение систем индивидуального (автономного) теплоснабжения в существующей малоэтажной застройке и в проектируемой застройке, на мелких предприятиях и общественных зданиях (весь период).

Таблица 1.4 – Сводная таблица показателей

Показатель	Ед. измерения	Значение показателя
Общая площадь жилого фонда:	тыс. $м^2$	79,6
в том числе:		
Муниципальный жилищный фонд	тыс. $м^2$	0
МКД (многоквартирные жилые дома)	тыс. $м^2$	49,6
из них в управлении:		
УК (управляющая компания)	тыс. $м^2$	0
Управление ТСЖ	тыс. $м^2$	0
Непосредственное управление	тыс. $м^2$	49,6
МКД не выбравшие способ управления	тыс. $м^2$	0
Индивидуально-определенные жилые дома	тыс. $м^2$	30,0
Теплоснабжение		
Количество котельных	шт.	7
в том числе:		
Угольные котельные	шт.	7
Газовые котельные	шт.	0
Протяжённость тепловой сети в однотрубном исчислении	п.м.	2603

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

Разработка «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения выполнено в соответствии с пунктом 19 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». Основной целью разработки главы 1 обосновывающих материалов в схеме теплоснабжения является определение базовых (на момент разработки схемы теплоснабжения) значений целевых показателей эффективности систем теплоснабжения поселения.

В настоящее время деятельность коммунального комплекса сельского поселения характеризуется неравномерным развитием систем коммунальной инфраструктуры поселения, низким качеством предоставления коммунальных услуг, неэффективным использованием природных ресурсов.

Причинами возникновения проблем является:

- высокая степень износа основных фондов;
- высокий уровень повреждений на 1 км сетей;
- несоответствие оборудования современным требованиям по надёжности и электропотреблению;
- несоответствие применяемых технологий ОКК современным нормативным требованиям;
- недостаточная пропускная способность сетей в районах уплотнения застройки.

Следствием износа объектов ЖКХ является качество предоставляемых коммунальных услуг, не соответствующее запросам потребителей. А в связи с наличием потерь в тепловых сетях сохраняется высокий уровень затрат предприятий ЖКХ, что в целом негативно сказывается на финансовых результатах их хозяйственной деятельности.

2.1. Функциональная структура теплоснабжения

Теплоснабжение Онгудайского сельского поселения осуществляется ОАО «Теплосеть» (установленная тепловая мощность – 7,17 Гкал/ч.), МУП «ЖКХ с. Онгудай» (установленная тепловая мощность – 1,35 Гкал/ч.), индивидуальными котельными. Подача тепла МУП «ЖКХ с. Онгудай» осуществляется по тепловым сетям протяженностью составляет 2,603 км. Все котельные работают на угольном топливе. Тепломагистрали пролегают подземно. В качестве теплоносителя для систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения производственных и жилищно-коммунальных потребителей является подогретая вода с параметрами 70-55^{o}С. Котельные, работающие на угле, характеризуются неполным сгоранием топлива, потери составляют до 30 % из-за использования котлов с колосниковой решеткой. КПД угольных котельных не превышает 85 %. Кроме того, трудозатраты на эксплуатацию котельных (ручная подача топлива, отсутствие автоматики на маломощных котельных), стоимость угля ведут к повышению тарифов на тепловую энергию. Поэтому, целесообразна модернизация угольных котельных. Котельные характеризуются высоким физическим износом, поэтому необходима реконструкция данных объектов, а также повышение энергоэффективности существующих котельных путем перехода на более экономичное основное оборудование с более высоким КПД и, соответственно, с меньшими затратами топлива, а также применение мероприятий по энергосбережению в теплоснабжении.

2.1.1. Зоны действия производственных котельных

Данные не предоставлены

2.1.2. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Данные не предоставлены

2.1.3. Карта-схема поселения с делением поселения на зоны действия

Данные не предоставлены

2.2. Источники тепловой энергии

2.2.1 Структура основного оборудования источников тепловой энергии. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования.

Описание источников тепловой энергии основано на данных, переданных разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика схемы теплоснабжения в адрес Администрации МО Онгудайское СП, действующей на территории поселения.

Таблица 2.2.1.1 Основные характеристики котельных.

Характеристика топливоиспользующего оборудования							Основное топливо	Резервное топливо
Марка котлов	Производительность котлов, Гкал/ч	Год ввода котлов в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котлов по паспортным данным, %	КПД котлов по РНИ,%	Год проведения РНИ		
Котельная №1 МУП «ЖКХ»								
КВ-0,5	0,5	1992	-	75	-	-	Уголь	Нет
КВр-0,35	0,35	1992	-	75	-	-	Уголь	Нет
Котельная №2 МУП «ЖКХ»								
КВр-0,1	0,1	2005	-	не менее 75	-	-	Уголь	Нет
Котельная №3 МУП «ЖКХ»								

КВр-0,2	0,2	2010	-	72	-	-	Уголь	Нет
Котельная №4 МУП «ЖКХ»								
КВр-0,1	0,1	1997	-	72	-	-	Уголь	Нет
Котельная №5 МУП «ЖКХ»								
КВр-0,1	0,1	1998	-	72	-	-	Уголь	Нет
Котельная №1 ОАО «Теплосеть»								
КЕВ-4-14-115СО	2,4	2004	2001	83	83	2013	Уголь	Нет
КЕВ-4-14-115СО	2,4	2010	-	83	83	2013	Уголь	Нет
Котельная №4 ОАО «Теплосеть»								
КВр-0,6(0,7)(К)	0,6	2007	-	72	72	2013	Уголь	Нет
КВ-61	0,75	2004	2007	60	60	2013	Уголь	Нет
КВ-71	0,51	2011	-	60	60	2013	Уголь	Нет
КОВ-300	0,51	2011	-	60	60	2013	Уголь	Нет

*РНИ – режимно-наладочные испытания

Таблица 2.2.1.2. Установленные, располагаемые мощности и присоединенные нагрузки котельных.

№ п.п.	Наименование источника тепловой энергии	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
				Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС*
1	Котельная №1 МУП «ЖКХ»	0,85	0,64	0,293	0,293	-	-
2	Котельная №2 МУП «ЖКХ»	0,1	0,075	0,126	0,126	-	-
3	Котельная №3 МУП «ЖКХ»	0,2	0,144	0,094	0,094	-	-
4	Котельная №4 МУП «ЖКХ»	0,1	0,072	0,089	0,089	-	-
5	Котельная №5 МУП «ЖКХ»	0,1	0,072	0,113	0,113	-	-
6	Котельная №1 ОАО «Теплосеть»	4,8	3,98	1,412	1,412	-	-
7	Котельная №4 ОАО «Теплосеть»	2,37	1,49	н/д	н/д	-	-

где - УТМ - "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;

РТМ - "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.

н/д – нет данных.

2.2.2 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.

В таблицах, представленных ниже, приведены установленная и располагаемая мощности котлов на котельных ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ».

Котельные МУП «ЖКХ»

Таблица 2.2.2.1 Установленная и располагаемая мощность котлов на котельной №1.

№ п.п.	Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котлов по результатам РНИ, %	Год проведения режимно-наладочных испытаний
1	КВ-0,5	вода	0,5	0,375	1992	-	-	-
2	КВр-0,35	вода	0,35	0,263	1992	-	-	-
Итого по котельной			0,85	0,64	-			

Установленная тепловая мощность (УТМ) котельной №1 составляет 0,85 Гкал/ч, располагаемая (фактическая по результатам режимно-наладочных испытаний) мощность (РТМ) котельной составляет 0,64 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 0,293 Гкал/ч., т.е. котельная располагает достаточной мощностью для покрытия существующей нагрузки и, кроме того, достаточной мощностью для покрытия существующей нагрузки.

Таблица 2.2.2.2 Установленная и располагаемая мощность котлов на котельной №2.

№ п.п.	Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котлов по результатам РНИ, %	Год проведения режимно-наладочных испытаний
1	КВр-0,1	вода	0,1	0,075	2005	-	-	-

Установленная тепловая мощность (УТМ) котельной №2 составляет 0,1 Гкал/ч, располагаемая (фактическая по результатам режимно-наладочных испытаний) мощность (РТМ) котельной составляет 0,075 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 0,126 Гкал/ч., т.е. котельная не располагает достаточной мощностью для покрытия существующей нагрузки.

Таблица 2.2.2.3 Установленная и располагаемая мощность котлов на котельной №3.

№ п.п.	Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котлов по результатам РНИ, %	Год проведения режимно-наладочных испытаний
1	КВр-0,2	вода	0,2	0,144	2010	-	-	-
Итого по котельной					-			

Установленная тепловая мощность (УТМ) котельной №3 составляет 0,2 Гкал/ч, располагаемая (фактическая по результатам режимно-наладочных

испытаний) мощность (РТМ) котельной составляет 0,144 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 0,094 Гкал/ч., т.е. котельная располагает достаточной мощностью для покрытия существующей нагрузки и, кроме того, имеется резерв для обеспечения перспективных нагрузок.

Таблица 2.2.2.4 Установленная и располагаемая мощность котлов на котельной №4.

№ п.п.	Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котлов по результатам РНИ, %	Год проведения режимно-наладочных испытаний
1	КВр-0,1	вода	0,1	0,072	1997	-	-	-

Установленная тепловая мощность (УТМ) котельной №4 составляет 0,1 Гкал/ч, располагаемая (фактическая по результатам режимно-наладочных испытаний) мощность (РТМ) котельной составляет 0,072 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 0,089 Гкал/ч., т.е. котельная не располагает достаточной мощностью для покрытия существующей нагрузки.

Таблица 2.2.2.5 Установленная и располагаемая мощность котлов на котельной №5.

№ п.п.	Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котлов по результатам РНИ, %	Год проведения режимно-наладочных испытаний
1	КВр-0,1	вода	0,1	0,072	1998	-	-	-

Установленная тепловая мощность (УТМ) котельной №5 составляет 0,1 Гкал/ч, располагаемая (фактическая по результатам режимно-наладочных испытаний) мощность (РТМ) котельной составляет 0,072 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 0,113 Гкал/ч., т.е. котельная не располагает достаточной мощностью для покрытия существующей нагрузки.

Котельные ОАО «Теплосеть»

Таблица 2.2.2.6 Установленная и располагаемая мощность котлов на котельной №1.

№ п.п.	Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котлов по результатам РНИ, %	Год проведения режимно-наладочных испытаний
1	КЕВ-4-14-115СО	вода	2,4	1,99	2004	-	83	2013
2	КЕВ-4-14-115СО	вода	2,4	1,99	2010	-	83	2013
Итого по котельной			4,8	3,98	-			

Установленная тепловая мощность (УТМ) котельной №1 составляет 4,8 Гкал/ч, располагаемая (фактическая по результатам режимно-наладочных испытаний) мощность (РТМ) котельной составляет 3,98 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 1,412 Гкал/ч., т.е. котельная располагает достаточной мощностью для покрытия существующей нагрузки и, кроме того, имеется резерв для обеспечения перспективных нагрузок.

Таблица 2.2.2.7 Установленная и располагаемая мощность котлов на котельной №4.

№ п.п.	Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котлов по результатам РНИ, %	Год проведения режимно-наладочных испытаний
1	КВр-0,6(0,7)(К)	вода	0,6	0,432	2007	-	72	2013
2	КВ-61	вода	0,75	0,45	2004	2007	60	2013
3	КВ-71	вода	0,51	0,306	2011	-	60	2013
4	КОВ-300	вода	0,51	0,306	2011	-	60	2013
Итого по котельной			2,37	1,494	-			

Установленная тепловая мощность (УТМ) котельной №4 составляет 2,37 Гкал/ч, располагаемая (фактическая по результатам режимно-наладочных испытаний) мощность (РТМ) котельной составляет 1,494 Гкал/ч. Данные о величине присоединенной тепловой нагрузки не предоставлены.

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

На рисунке 2.2.3.1 представлены объемы ввода тепловых мощностей котельных **МУП «ЖКХ»**.

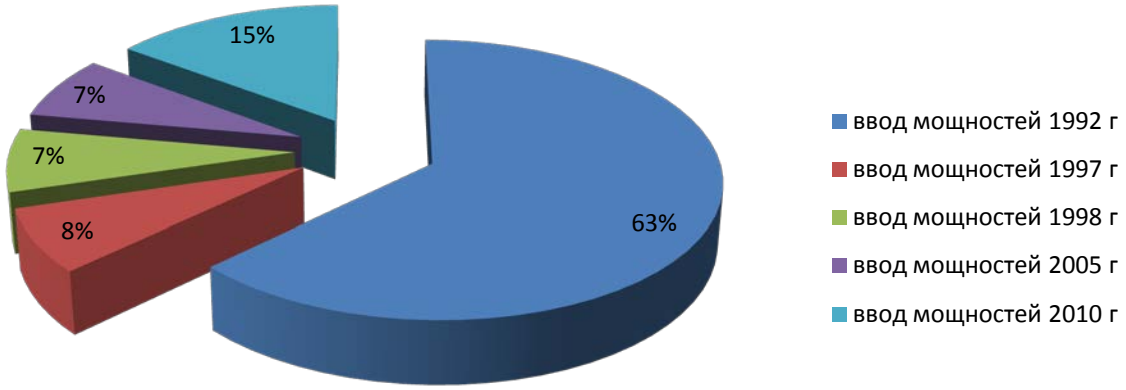

Рисунок 2.2.3.1 Ввод тепловой мощностей котельных МУП «ЖКХ»

Как видно из рисунка 2.2.3.1, основной ввод тепловых мощностей приходится на 1992 год – 63 % всей располагаемой мощности, в период с 1997-2005 г. г. было введено 22 % всей располагаемой мощности, а в 2010 г. было введено 15 % всей располагаемой мощности.

В таблицах, представленных ниже, приведены сроки эксплуатации и информация о проведенных капитальных ремонтов котельных агрегатов.

Таблица 2.2.3.1 Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной №1.

№п/п	Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации
1	КВ-0,5	1992	-	20
2	КВр-0,35	1992	-	20
3	Средневзвешенный срок службы, лет			20

Таблица 2.2.3.2 Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной №2.

№п/п	Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации
1	КВр-0,1	2005	-	7
2	Средневзвешенный срок службы, лет			7

Таблица 2.2.3.3 Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной №3.

№п/п	Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации
1	КВр-0,2	2010	-	2
2	Средневзвешенный срок службы, лет			2

Таблица 2.2.3.4 Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной №4.

№п/п	Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации
1	КВр-0,1	1997	-	15
2	Средневзвешенный срок службы, лет			15

Таблица 2.2.3.5 Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной №5.

№п/п	Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации
1	КВр-0,1	1998	-	14
2	Средневзвешенный срок службы, лет			14

Анализ таблиц показал, что в 1992 г. МУП «ЖКХ» было введено 63% тепловой мощности котельных агрегатов. С целью определения и поддержания ресурса оборудования и сетей в эксплуатационных графиках необходимо предусмотреть мероприятия (техническое освидетельствование).

На рисунке 2.2.3.2 представлены объемы ввода тепловых мощностей котельных **ОАО «Теплосеть»**.

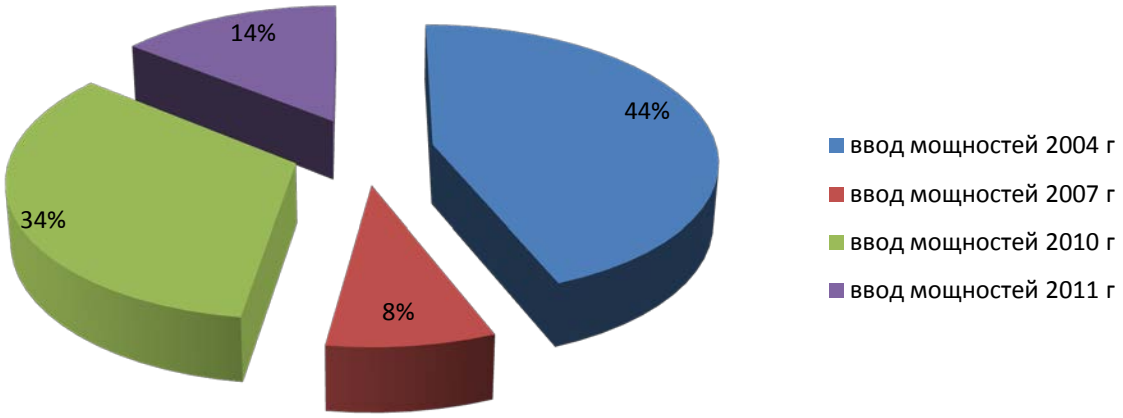

Рисунок 2.2.3.1 Ввод тепловой мощностей котельных ОАО «Теплосеть»

Как видно из рисунка 2.2.3.2, основной ввод тепловых мощностей приходится на 2004 год – 44 % всей располагаемой мощности, в 2010 г. было введено 34 % всей располагаемой мощности, в 2007 и 2011 г. г. было введено 8 и 14 % всей располагаемой мощности соответственно.

В таблицах, представленных ниже, приведены сроки эксплуатации и информация о проведенных капитальных ремонтов котельных агрегатов.

Таблица 2.2.3.1 Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной №1.

№п/п	Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации
1	КЕВ-4-14-115СО	2004	2001	8
2	КЕВ-4-14-115СО	2010	-	2
3	Средневзвешенный срок службы, лет			5

Таблица 2.2.3.2 Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной №2.

№п/п	Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации
1	КВр-0,6(0,7)(К)	2007	-	5
2	КВ-61	2004	2007	8
3	КВ-71	2011	-	1
4	КОВ-300	2011	-	1
5	Средневзвешенный срок службы, лет			4,2

Анализ таблиц показал, что в 2004 г. ОАО «Теплосеть» было введено 44% тепловой мощности котельных агрегатов. С целью определения и поддержания ресурса оборудования и сетей в эксплуатационных графиках необходимо предусмотреть мероприятия (диагностику, техническое освидетельствование, ремонты) вплоть до 2027 г.

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

Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется централизованно непосредственно на котельной. Метод регулирования качественный. Схема присоединения систем отопления всех потребителей зависимая. Утвержденный температурный график отпуска тепла в тепловую сеть из котельных 70-55 ºС

2.2.5 Схема выдачи тепловой мощности котельных

Отпуск тепла осуществляется следующим образом: обратная сетевая вода от потребителей поступает в котельную, сетевыми насосами подается в котлы, где подогревается и подается потребителю, т.е. в наличии имеется один контур

теплоносителя, который циркулирует по схеме: котел - тепловые сети - системы теплопотребления абонентов. Для восполнения утечек, в сеть добавляется вода от водопроводной сети без подготовки.

2.2.6 Среднегодовая загрузка оборудования

Таблица 2.2.6.1 Среднегодовая загрузка оборудования котельной №___

Период	Марки котлов	Число часов работы котла, ч	Выработка тепловой энергии котлами, Гкал	Среднемесячная загрузка котлоагрегата, Гкал/час
1	2	3	4	5
Январь	-	-	-	-
Котел №1	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №2	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №3	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №4	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №5	н/д	н/д	н/д	н/д
Февраль	-	-	-	-
Котел №1	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №2	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №3	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №4	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №5	н/д	н/д	н/д	н/д
Март	-	-	-	-
Котел №1	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №2	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №3	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №4	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №5	н/д	н/д	н/д	н/д
Апрель	-	-	-	-
Котел №1	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №2	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №3	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №4	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №5	н/д	н/д	н/д	н/д
Май	-	-	-	-
Котел №1	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №2	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №3	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №4	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №5	н/д	н/д	н/д	н/д
Сентябрь	-	-	-	-

Котел №1	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №2	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №3	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №4	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №5	н/д	н/д	н/д	н/д
Октябрь	-	-	-	-
Котел №1	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №2	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №3	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №4	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №5	н/д	н/д	н/д	н/д
Ноябрь	-	-	-	-
Котел №1	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №2	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №3	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №4	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №5	н/д	н/д	н/д	н/д
Декабрь	-	-	-	-
Котел №1	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №2	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №3	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №4	н/д	н/д	н/д	н/д
Котел №5	н/д	н/д	н/д	н/д
ИТОГО	-	-	-	-

2.2.7 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Данные не предоставлены

2.2.8 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Место повреждения	Дата и время обнаружения повреждения	Количество потребителей, отключенных от теплоснабжения	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (школы, д/с, больницы)			Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причина повреждения
			Отопление	Вентиляция	ГВС				
н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

2.2.9 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды

Котельные МУП «ЖКХ»

Таблица 2.2.9.1. Потребляемая тепловая мощность нетто на собственные и хозяйственные нужды.

Котельная №1

Год	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г
Собственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85

Таблица 2.2.9.2. Потребляемая тепловая мощность нетто на собственные и хозяйственные нужды.

Котельная №2

Год	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г
Собственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Таблица 2.2.9.3. Потребляемая тепловая мощность нетто на собственные и хозяйственные нужды.

Котельная №3

Год	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г
Собственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 2.2.9.4. Потребляемая тепловая мощность нетто на собственные и хозяйственные нужды.

Котельная №4

Год	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г
Собственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Таблица 2.2.9.5. Потребляемая тепловая мощность нетто на собственные и хозяйственные нужды.

Котельная №5

Год	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г
Собственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Котельные ОАО «Теплосеть»

Таблица 2.2.9.6. Потребляемая тепловая мощность нетто на собственные и хозяйственные нужды.

Котельная №1

Год	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г
Собственные нужды, Гкал/ч	0,022	0,021	0,022	0,020	0,020
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	4,778	4,779	4,778	4,780	4,780

Таблица 2.2.9.7. Потребляемая тепловая мощность нетто на собственные и хозяйственные нужды.

Котельная №4

Год	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г
Собственные нужды, Гкал/ч	0,0055	0,0052	0,0055	0,0050	0,0050
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	2,3645	2,3648	2,3645	2,3650	2,3650

2.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источника тепловой энергии не выдавалось.

2.2.11 Оценка топливной экономичности работы котельной

Для оценки топливной экономичности работы котельной были получены следующие данные:

Расчетное средневзвешенное значение КПД брутто котельных (на основании данных по результатам режимно-наладочных испытаний) (пункт 2.2.2);

Расчетное значение КПД котельной за минусом собственных нужд (по расчету).

Таблица 2.2.11.1 Потребление топлива и отпуск тепловой энергии от котельных МУП «ЖКХ»

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Каменный уголь, т	768,4	742,6	1023	815	709
Выработано тепловой энергии	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отпущено тепловой энергии Гкал/год	н/д	н/д	н/д	н/д	1159,26

н/д – нет данных.

Таблица 2.2.11.1 Потребление топлива и отпуск тепловой энергии от котельных ОАО «Теплосеть»

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Каменный уголь, т	1928,2	2721,6	2197	2539,02	1666
Выработано тепловой энергии	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отпущено тепловой энергии Гкал/год	н/д	н/д	н/д	н/д	3969,952

н/д – нет данных.

На основании указанных выше исходных данных были рассчитаны значения удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии (соответствует КПД брутто расчетному), удельных расходов на отпуск тепловой энергии (соответствует КПД нетто расчетному) и фактических удельных расходов топлива на отпуск

тепловой энергии за 2012 г. (на основании данных о потреблении топлива и отпуске тепловой энергии).

Удельный расход условного топлива (УРУТ) на выработку тепловой энергии, УРУТ на отпуск тепловой энергии, удельные расходы электроэнергии теплоносителя на отпуск тепловой энергии, коэффициент использования установленной тепловой мощности котельной, представлены в табл. 2.2.11.2.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности котельной вычислен по формуле

$$Ку=N_{выр}/N_{max},$$

Где $N_{выр}$, N_{max} – тепловая производительность котельной в текущем году Гкал, максимально возможная производительность котельной Гкал.

Котельные МУП «ЖКХ»

Таблица 2.2.11.2 Целевые показатели котельной №1

Величина	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Потери установленной тепловой мощности	%	25,56	25,56	25,56	25,56	25,56
Средневзвешенный срок службы	лет	16	17	18	19	20
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	213,2	213,2	213,2	213,2	213,2
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5

н/д – нет данных.

Таблица 2.2.11.3 Целевые показатели котельной №2

Величина	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Потери установленной тепловой мощности	%	25	25	25	25	25
Средневзвешенный срок службы	лет	3	4	5	6	7
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	213,2	213,2	213,2	213,2	213,2
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	100	100	100	100	100

н/д – нет данных.

Таблица 2.2.11.4 Целевые показатели котельной №3

Величина	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	н/д	н/д	0,2	0,2	0,2
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	н/д	н/д	0,144	0,144	0,144
Потери установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	28	28	28
Средневзвешенный срок службы	лет	н/д	н/д	0	1	2
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	н/д	н/д	213,2	213,2	213,2
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	47	47	47

н/д – нет данных.

Таблица 2.2.11.5 Целевые показатели котельной №4

Величина	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072
Потери установленной тепловой мощности	%	28	28	28	28	28
Средневзвешенный срок службы	лет	11	12	13	14	15
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	213,2	213,2	213,2	213,2	213,2
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	89	89	89	89	89

н/д – нет данных.

Таблица 2.2.11.6 Целевые показатели котельной №5

Величина	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072
Потери установленной тепловой мощности	%	28	28	28	28	28
Средневзвешенный срок службы	лет	10	11	12	13	14
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	213,2	213,2	213,2	213,2	213,2
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	100	100	100	100	100

н/д – нет данных.

Котельные ОАО «Теплосеть»

Таблица 2.2.11.7 Целевые показатели котельной №1

Величина	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	н/д	н/д	3,98	3,98	3,98
Потери установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	17	17	17
Средневзвешенный срок службы	лет	н/д	н/д	3	4	5
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	177	204	202	268	184
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4

н/д – нет данных.

Таблица 2.2.11.8 Целевые показатели котельной №4

Величина	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	1,49	1,49
Потери установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	н/д	37,13	37,13
Средневзвешенный срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	3,2	4,2
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

н/д – нет данных.

2.3.Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

2.3.1 Общие положения

Тепловые сети от котельных обслуживаются МУП «ЖКХ» и ОАО «Теплосеть». Суммарная протяжность трубопроводов водяных тепловых сетей МУП «ЖКХ» в однотрубном исполнении составляет – 417 м, средний наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 101,4 мм. Суммарная протяжность трубопроводов водяных тепловых сетей ОАО «Теплосеть» в однотрубном исполнении составляет – 2186 м, средний наружный диаметр

трубопроводов тепловых сетей составляет 110,45 мм. Система теплоснабжения от котельных двухтрубная, закрытая. Системы отопления присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме без снижения потенциала тепла сетевой воды.

2.3.2 Общая характеристика тепловых сетей

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспортировки теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является удельная материальная характеристика сети, равная:

$$\mu = \frac{M}{Q^{p}_{сумм}} [м^2/Гкал/ч],$$

Где: $Q^{p}_{сумм}$- присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч

М – материальная характеристика сети, $м^2$

$$M = \sum_{i=1}^{i=n} d_{i*} * l_i [м^2]$$

Где: l_i- длина i-го участка трубопровода тепловой сети, м

d_i- диаметр i-го участка трубопровода тепловой сети, м

Этот показатель является одним из индикаторов эффективности централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при передаче (транспорте) по тепловым сетями и позволяет установить зону эффективного применения централизованного теплоснабжения. Зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения с тепловыми сетями, выполненными с подвесной теплоизоляцией, определяется не превышением удельной материальной характеристики в зоне действия котельной на уровне 100 $м^2$/Гкал/час. Зона предельной эффективности централизованного теплоснабжения МУП «ЖКХ» ограничена 107,47 $м^2$/Гкал/ч. Зона предельной эффективности централизованного теплоснабжения от котельной №1 ОАО «Теплосеть» ограничена 109,28 $м^2$/Гкал/ч. Присоединённая тепловая нагрузка по котельной №4 ОАО «Теплосеть» не предоставлена, поэтому невозможно определить зону предельной эффективности централизованного теплоснабжения от котельной.

Тепловые сети проложены подземным способом. Тип прокладки тепловых сетей ОАО «Теплосеть» - канальная, МУП «ЖКХ» - бесканальная. Каналы изготовлены из унифицированных сборных железобетонных деталей. Диаметр распределительных водяных тепловых сетей Ø57 – Ø150 мм.

Таблица 2.3.2.1 Общая характеристика тепловых сетей МУП «ЖКХ» за 2012 год.

Наименование системы теплоснабжения, населенного пункта	предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего	Тип теплоносителя, его параметры	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однотрубном исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Материальная характеристика сети, $м^2$	Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика сети, $м^2$/Гкал/ч	Объем трубопроводов тепловых сетей, $м^3$	
								отопительный период	летний период
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Сети отопления Котельная №1	МУП «ЖКХ»	вода 105/70 ºС	339	0,104	34,94	0,293	119,25	н/д	н/д
Сети отопления Котельная №2		вода 105/70 ºС	20	0,057	1,14	0,126	9,05	н/д	н/д
Сети отопления Котельная №3		вода 105/70 ºС	20	0,057	1,14	0,094	12,13	н/д	н/д
Сети отопления Котельная №4		вода 105/70 ºС	27	0,057	1,54	0,089	17,30	н/д	н/д
Сети отопления Котельная №5		вода 105/70 ºС	11	0,150	1,65	0,113	14,60	н/д	н/д
Итого			417	101,38	76,84	0,715	107,47	н/д	н/д

н/д – нет данных.

Таблица 2.3.2.2 Общая характеристика тепловых сетей ОАО «Теплосеть» за 2012 год.

Наименование системы теплоснабжения, населенного пункта	предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего	Тип теплоносителя, его параметры	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однотрубном исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Материальная характеристика сети, $м^2$	Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика сети, $м^2$/Гкал/ч	Объем трубопроводов тепловых сетей, $м^3$	
								отопительный период	летний период
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Сети отопления Котельная №1	ОАО «Теплосеть»	вода 105/70 ºС	1496	0,103	154,30	1,412	109,28	н/д	н/д
Сети отопления Котельная №4		вода 105/70 ºС	690	0,126	87,12	н/д	н/д	н/д	н/д
Итого			2186	0,110	241,42	н/д	н/д	н/д	н/д

н/д – нет данных.

Таблица 2.3.2.3 Характеристика водяных тепловых сетей от котельных МУП «ЖКХ»

№ п/п	Наименование участка		Назначение	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Поправочный коэффициент к нормам тепловых потерь	Часовые тепловые потери, Гкал/ч	Годовые тепловые потери, Гкал	Число часов работы, ч
	Начало	Конец									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельные №№ 1-5											
1	котельная №1	ТК 1	внутриквартальные	108	32,0	подземная бесканальная	2010	н/д	н/д	н/д	4506
2	ТК 1	Советская 99	внутриквартальные	57	8,0	подземная бесканальная	1986	н/д	н/д	н/д	4506
3	ТК 1	ТК 2	внутриквартальные	108	94,0	подземная бесканальная	1988	н/д	н/д	н/д	4506
4	ТК 2	детский сад	внутриквартальные	108	22,0	подземная бесканальная	2008	н/д	н/д	н/д	4506
5	ТК 2	ТК 3	внутриквартальные	108	146,0	подземная бесканальная	1988	н/д	н/д	н/д	4506
6	ТК 3	Советская 86	внутриквартальные	57	12,0	подземная бесканальная	1988	н/д	н/д	н/д	4506
7	ТК 1	Заречная 38	внутриквартальные	57	6,0	подземная бесканальная	2010	н/д	н/д	н/д	4506
8	ТК 1	Зеленая 10	внутриквартальные	108	19,0	подземная бесканальная	1969	н/д	н/д	н/д	4506
1	котельная №2	ТК 1	внутриквартальные	57	20,0	подземная бесканальная	2010	н/д	н/д	н/д	4506
1	котельная №3	Рабочая 15	внутриквартальные	57	20,0	подземная бесканальная	1984	н/д	н/д	н/д	4506
1	котельная №4	контора	внутриквартальные	57	12,0	подземная бесканальная	1979	н/д	н/д	н/д	4506
2	котельная №4	база	внутриквартальные	57	15,0	подземная	1940	н/д	н/д	н/д	4506

						бесканальная					
1	котельная №5	ТК 1	внутриквартальные	150	11,0	подземная бесканальная	1969	н/д	н/д	н/д	4506
Итого по предприятию:				-	417,0	-	-	н/д	н/д	321,0	-

н/д – нет данных

Таблица 2.3.2.4 Характеристика водяных тепловых сетей от котельных ОАО «Теплосеть»

№ п/п	Наименование участка		Назначение	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Поправочный коэффициент к нормам тепловых потерь	Часовые тепловые потери, Гкал/ч	Годовые тепловые потери, Гкал	Число часов работы, ч
	Начало	Конец									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная №1											
1	колодец №5	гаражи СОШ	теплотрасса	108	65,0	канальная	2011	н/д	н/д	н/д	5376
2	колодец №5	колодец №6	теплотрасса	108	322,0	канальная	2010	н/д	н/д	н/д	5376
3	колодец №6	дет.сад.корп.1	теплотрасса	108	19,0	канальная	2012	н/д	н/д	н/д	5376
4	колодец №6	дет.сад.корп.2	теплотрасса	108	92,0	канальная	2012	н/д	н/д	н/д	5376
5	дет.сад.корп.2	следств.комитет	теплотрасса	80	150,0	канальная	1990	н/д	н/д	н/д	5376
6	колодец №4	сельская администрация	теплотрасса	150	77,0	канальная	1990	н/д	н/д	н/д	5376
7	колодец №7	ясли	теплотрасса	108	162,0	канальная	1994	н/д	н/д	н/д	5376
8	колодец №7	магазин Бедюров	теплотрасса	108	20,0	канальная	2011	н/д	н/д	н/д	5376
9	колодец №7	колодец №8	теплотрасса	108	114,0	канальная	1994	н/д	н/д	н/д	5376
10	колодец №7	СДК	теплотрасса	80	70,0	канальная	2007	н/д	н/д	н/д	5376
11	библиотека	администрация МО	теплотрасса	108	80,0	канальная	2006	н/д	н/д	н/д	5376

		"Онгудайский район"									
12	библиотека	церковь	теплотрасса	108	60,0	канальная	1998	н/д	н/д	н/д	5376
13	администрация МО "Онгудайский район"	школа-интернат	теплотрасса	80	155,0	канальная	2002	н/д	н/д	н/д	5376
14	полиция	ЦДТ	теплотрасса	108	110,0	канальная	1994	н/д	н/д	н/д	5376
Итого по котельной №1:								н/д	н/д	745,26	
Котельная №4											
1	Котельная №4	колодец №1	теплотрасса	150	60,0	канальная	1998	н/д	н/д	н/д	5376
2	колодец №1	ЦРБ	теплотрасса	150	200,0	канальная	2007	н/д	н/д	н/д	5376
3	колодец №1	кухня	теплотрасса	108	100,0	канальная	1998	н/д	н/д	н/д	5376
4	Котельная №4	колодец №2	теплотрасса	150	40,0	канальная	2004	н/д	н/д	н/д	5376
5	колодец №2	морг	теплотрасса	108	60,0	канальная	2003	н/д	н/д	н/д	5376
6	колодец №2	инфекция	теплотрасса	108	230,0	канальная	1998	н/д	н/д	н/д	5376
Итого по котельной №4:						канальная	-	н/д	н/д	186,32	-
Итого по предприятию				-		-	-	н/д	н/д	931,58	-

н/д – нет данных

На рисунке 2.3.2.1 представлены доли протяженности тепловых сетей различных видов прокладки от общей протяженности.

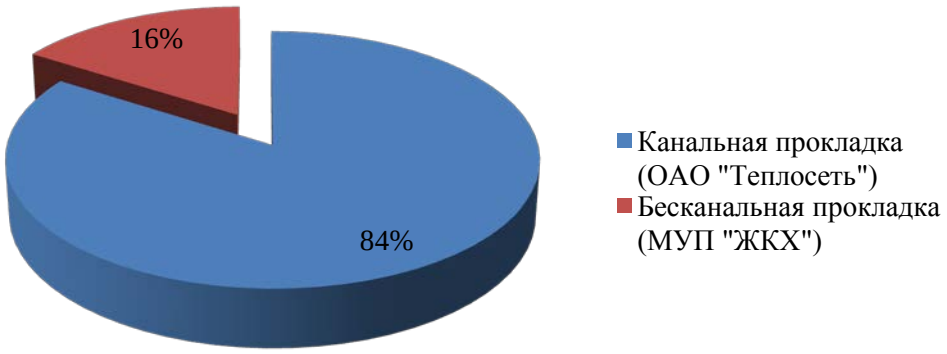

Рисунок 2.3.2.1 Доли протяженности участков трубопроводов тепловых сетей различных видов прокладки.

Как видно из рисунка, основная часть трубопроводов тепловых сетей проложена подземным канальным способом. Доли протяженности тепловых сетей МУП «ЖКХ» различных диаметров от общей протяженности представлено на рисунке 2.3.2.2.

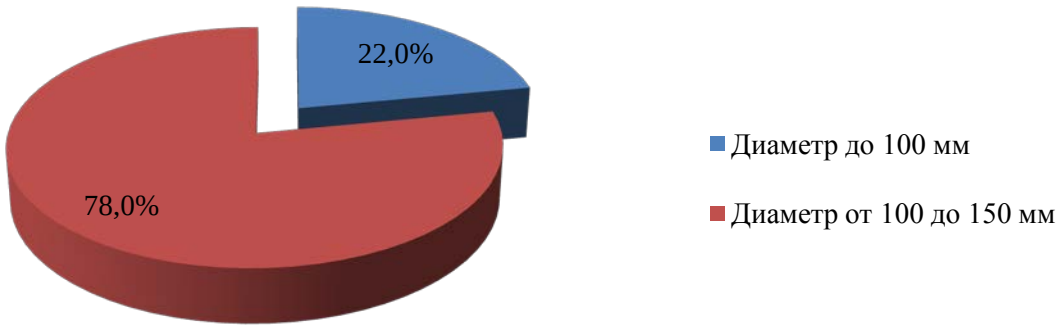

Рисунок 2.3.2.2 Доли протяженности участков трубопроводов тепловых сетей различных диаметров МУП «ЖКХ».

Как видно из рисунка 2.3.2.2, основная доля протяженности приходится на трубопроводы диметром свыше 100 мм.

Доли протяженности тепловых сетей ОАО «Теплосеть» различных диаметров от общей протяженности представлено на рисунке 2.3.2.3.

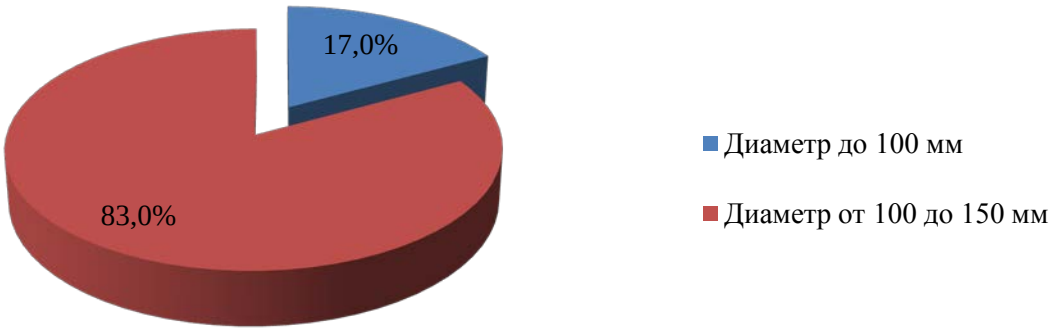

Рисунок 2.3.2.3 Доли протяженности участков трубопроводов тепловых сетей различных диаметров ОАО «Теплосеть».

Как видно из рисунка 2.3.2.3, основная доля протяженности приходится на трубопроводы диметром свыше 100 мм.

2.3.3 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры

На трубопроводах, проложенных подземным способом, в каналах установлена необходимая стальная запорная арматура для дренирования сетевой воды, выпуска воздуха из трубопроводов и отключения ответвлений к потребителям тепловой энергии. Секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях не установлено.

2.3.4 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

В системе централизованного теплоснабжения МО Онгудайское СП предусмотрено качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям. Проектный температурный график отпуска тепла в тепловые сети МУП «ЖКХ» 70-55º С. Проектный температурный график отпуска тепла в тепловые сети ОАО «Теплосеть» не предоставлен.

№ п.п.	Температура наружного воздуха, ^{0}С	Температура в подающем трубопроводе, ^{0}С	Температура в обратном трубопроводе, ^{0}С
1	10	20	14
2	5	30	24
3	0	35	28
4	-5	40	33
5	-10	42	37
6	-15	50	42
7	-20	62	48
8	-25	65	50
9	-33 и ниже	70	55

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети не предоставлены ни одной энергоснабжающей организацией.

Согласно ПТЭ отклонение температуры теплоносителя от графического (утвержденного) не должно превышать ± 3℃.

2.3.6 Гидравлические режимы тепловых сетей

Гидравлические режимы тепловых сетей не представлены.

2.3.7 Насосные станции и тепловые пункты

Насосные станции и тепловые пункты на предприятии отсутствуют.

2.3.8 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей

Таблица 2.3.8.1 Данные статистической отчетности по тепловым сетям МУП «ЖКХ»

Год	Протяженность сетей, нуждающихся в замене, км	Доля сетей, нуждающихся замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	Заменено сетей, км	Число инцидентов
2010	0,395	95	0,058	н/д
2011	0,337	81	0	н/д
2012	0,337	81	0	н/д

н/д – нет данных

Техническое состояние трубопроводов тепловых сетей характеризует удельный вес сетей, нуждающихся в замене, в общем протяжении всех тепловых сетей (рисунок 2.3.8.1). С 2010 года замена и строительство сетей теплоснабжения не производилось.

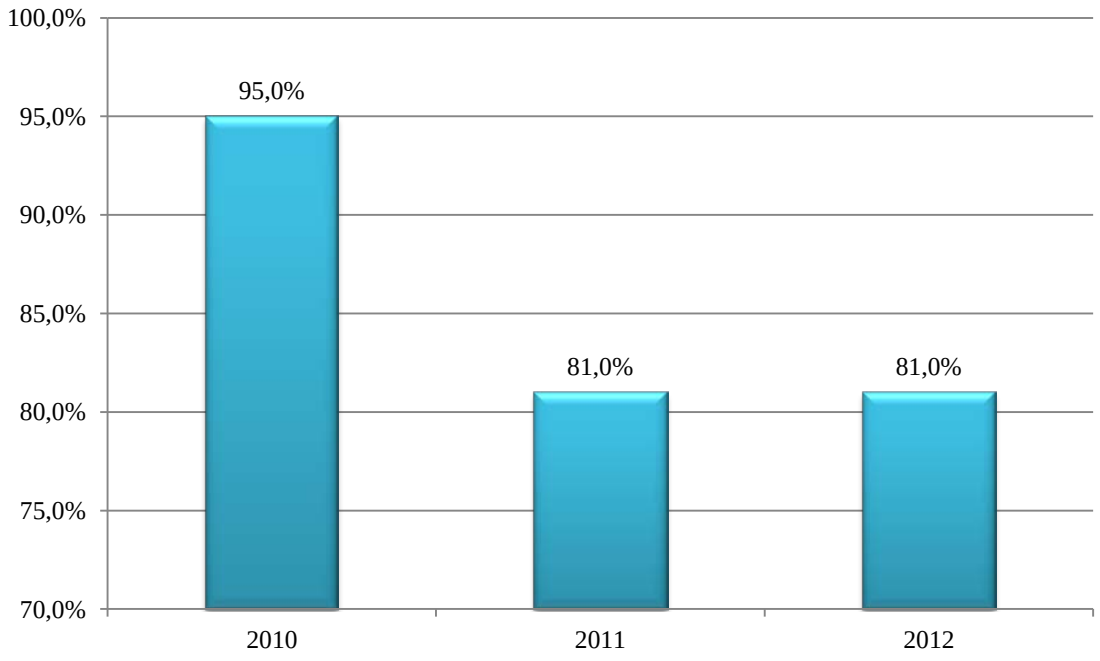

Рисунок 2.3.8.1 Удельный вес тепловых сетей, нуждающихся в замене.

Динамика изменения протяженности тепловых сетей, нуждающихся в замене, в абсолютном выражении и представлена на рисунке 2.3.8.2.

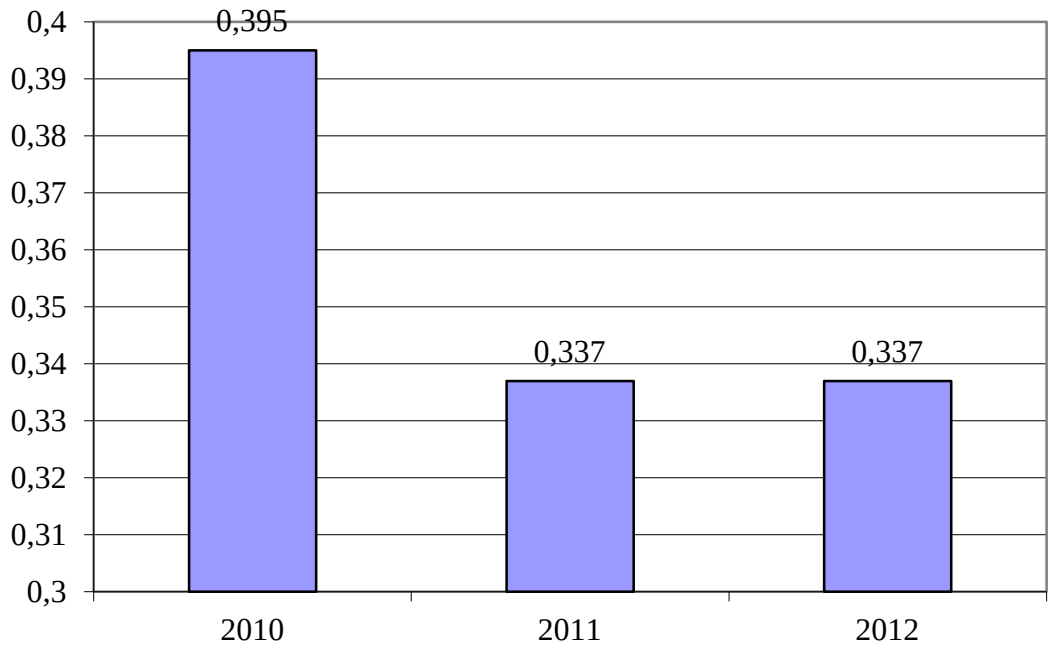

Рисунок 2.3.8.2 Длина тепловых сетей в двухтрубном исчислении, нуждающихся в замене.

В МУП «ЖКХ» не проводятся ежегодные работы по замене тепловых сетей.

В связи с дальнейшим увеличением нуждающихся в замене тепловых сетей можно сделать вывод о росте тепловых потерь и аварийности.

Таблица 2.3.8.2 Данные статистической отчетности по тепловым сетям ОАО «Теплосеть»

Год	Протяженность сетей, нуждающихся в замене, км	Доля сетей, нуждающихся замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	Заменено сетей, км	Число инцидентов
2010	1,581	72,32	0,322	н/д
2011	1,259	57,59	0,085	н/д
2012	1,174	53,71	0,111	н/д

Техническое состояние трубопроводов тепловых сетей характеризует удельный вес сетей, нуждающихся в замене, в общем протяжении всех тепловых сетей (рисунок 2.3.8.3). С 2010 года производится ежегодная замена и строительство сетей теплоснабжения.

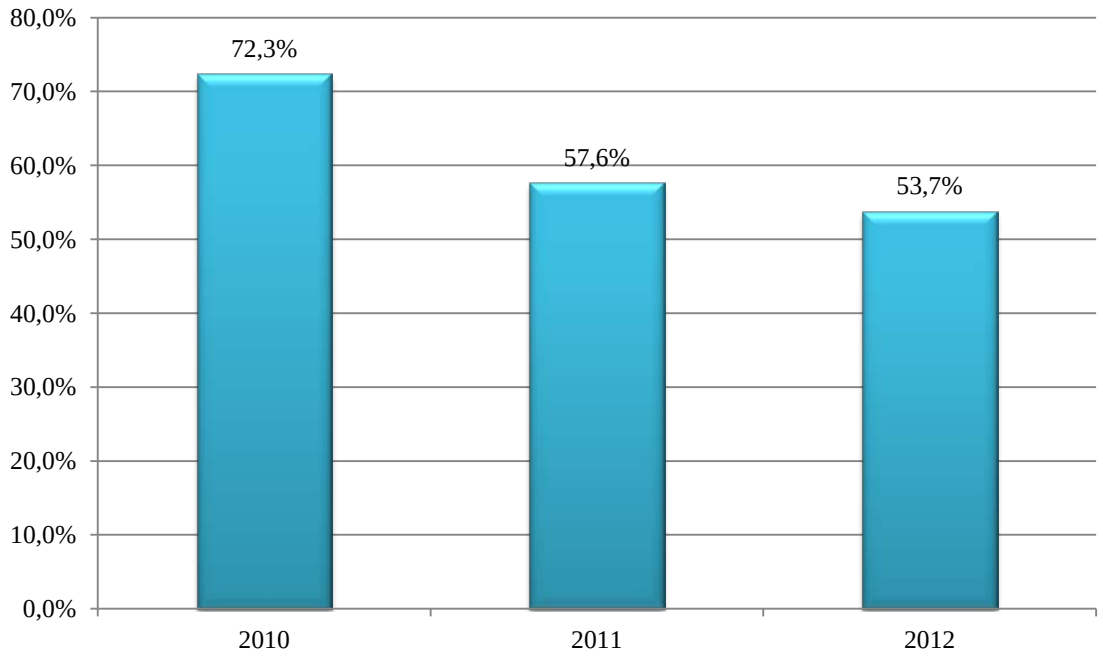

Рисунок 2.3.8.3 Удельный вес тепловых сетей, нуждающихся в замене.

Динамика изменения протяженности тепловых сетей, нуждающихся в замене, в абсолютном выражении и представлена на рисунке 2.3.8.4.

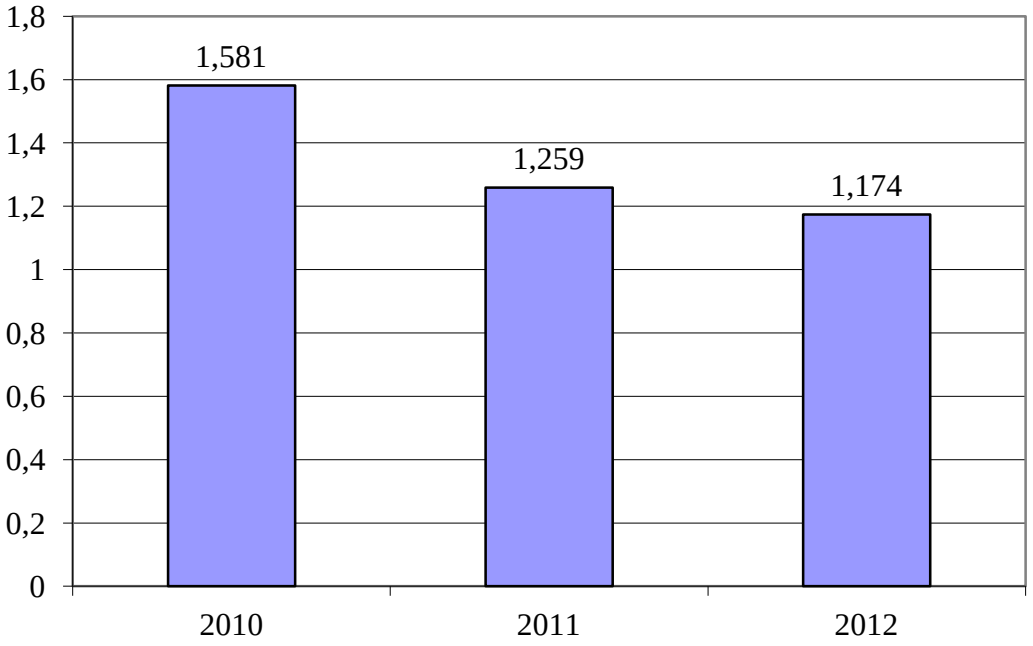

Рисунок 2.3.8.4 Длина тепловых сетей в двухтрубном исчислении, нуждающихся в замене.

В ОАО «Теплосеть» проводятся ежегодные работы по замене тепловых сетей. В связи с дальнейшим сокращением нуждающихся в замене тепловых сетей можно сделать вывод о снижении тепловых потерь и аварийности.

Протяженность сетей МО Онгудайского СП нуждающихся в замене – 1,511 км или 58% от общей протяженности тепловых сетей.

2.3.9 Диагностика и ремонты тепловых сетей

На тепловых сетях ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ» необходимо проводить следующие виды испытаний:

1. Испытания на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией.

Испытания на тепловых сетях ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ» проводятся 2 раза в год – после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов.

2. Испытания на максимальную температуру проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания необходимо проводить не реже одного раза в 5 лет. Испытания на тепловых сетях ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ» не проводились.

3. Испытания на тепловые потери проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утверждённому графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации. Испытания на тепловых сетях ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ» не проводились.

4. Испытания на гидравлические потери (пропускную способность) проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утверждённому графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации. Испытания на тепловых сетях ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ» не проводились.

2.3.10 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Потери и затраты тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях определяются на основании данных, предоставленных теплосетевыми организациями. Согласно полученной информации основным методом определения потерь и затрат являются расчеты, которые проводятся в

соответствии с «Инструкцией об 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. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии представлены в таблицах 2.3.2.1-2.3.2.2 – Характеристика водяных тепловых сетей от котельных ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ» (Данные о фактических потерях не предоставлены).

2.3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети

По состоянию на 2012 год предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ» не выдавались.

2.3.12 Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям

Присоединение потребителей к тепловым сетям в МО Онгудайское СП осуществляется по зависимой схеме без снижения потенциала воды при переходе из тепловых сетей в местные системы теплопотребления.

2.3.13 Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Данные не предоставлены

2.3.14 Анализ работы диспетчерской службы теплоснабжающей организации

Централизованная диспетчерская служба в теплоснабжающей организации отсутствует. Функции диспетчера выполняет дежурный оператор котельной.

2.3.15 Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов и насосных станций

Насосные станции и центральные тепловые пункты в ведомстве ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ» отсутствуют.

2.3.16 Защита тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей МО Онгудайское СП от превышения давления не предусмотрена.

2.3.17 Бесхозяйные тепловые сети

Бесхозяйных тепловых сетей на территории МО Онгудайское СП нет.

2.4. Зоны действия источников тепловой энергии

Источниками тепловой энергии МО Онгудайское СП являются 7 котельных двух теплоснабжающих организаций, которые расположены на территории поселения.

2.4.1 Определение радиуса эффективного теплоснабжения

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.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой, то расстояние, при котором увеличение

доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

В основу расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», из данных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры себестоимости

Производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить

имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат при действующих в настоящее время ценовых индикаторах.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} s}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta\tau^{0,38}};$$

Где: R – радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

H-потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.вод.ст.;

b - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб/Гкал/ч;

s-удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м^2;

B-среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км2;

П - теплоплотность района, Гкал/ч км^2;

Δτ-расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, ºС;

φ-поправочный коэффициент, принимаемый равным 1 для котельных.

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения котельной приводятся в таблице 2.4.2.1

Таблица 2.4.1.1–Эффективный радиус теплоснабжения котельной (в разработке)

Параметр	Ед. изм.	Котельная №__	Котельная №__
Площадь зоны действия источника	км^2	-	-
Количество абонентов в зоне действия источника	шт.	-	-
Суммарная присоединенная нагрузка всех потребителей	Гкал/ч	-	-
Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главноймагистрали (Фактический радиус теплоснабжения)	м	-	-
Расчетная температура в подающем трубопроводе	^oC	-	-
Расчетная температура в обратном трубопроводе	^oC	-	-
Потери давления в тепловой сети	м. вод. ст.	-	-
Радиус эффективного теплоснабжения	км	-	-
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-

Ввиду того, что при определении необходимой валовой выручки, учитывались расчётные величины нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии и затрат электрической энергии на передачу тепловой энергии, а не фактические, определяемые приборами учёта тепловой энергии отпущенной из сети, целесообразно откорректировать величину радиуса эффективного теплоснабжения при очередной актуализации схемы теплоснабжения, после освидетельствования тепловых энергоустановок в соответствии Письмом Министерства регионального развития РФ от 26 апреля 2012 г. № 9905-АП/14 О Методических рекомендациях по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения путем проведения освидетельствования и разработки энергетических характеристик тепловых сетей по следующим показателям: тепловые потери, потери теплоносителя, удельный расход

электроэнергии на транспорт теплоносителя, максимальный и среднечасовой расход сетевой воды, разность температур в подающем и обратном трубопроводах.

2.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии

2.5.1 Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Котельные МУП «ЖКХ»

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом от котельной №1 представлено в таблице 2.5.3.1

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		t ср. наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	65,809	65,809	0	0	-21,1	720
Февраль	59,642	59,642	0	0	-17,5	690
Март	46,855	46,855	0	0	-7,2	744
Апрель	29,534	29,534	0	0	3,5	288
Май	25,594	25,594	0	0	10,0	0
Июнь	25,594	25,594	0	0	14,9	0
Июль	25,594	25,594	0	0	16,3	0
Август	25,594	25,594	0	0	13,9	0
Сентябрь	25,594	25,594	0	0	8,5	0
Октябрь	34,577	34,577	0	0	1,1	600
Ноябрь	25,906	25,906	0	0	-10,1	720
Декабрь	49,499	49,499	0	0	-18,3	744
Итого	344,268	344,268	0	0	-0,5	4506

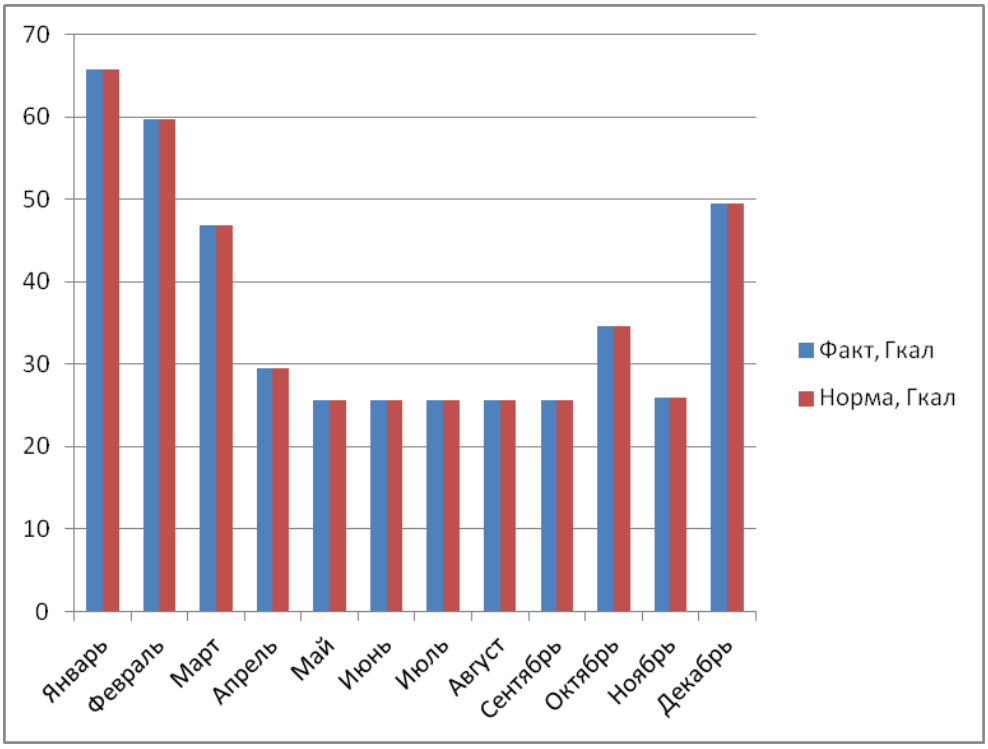

Рисунок 2.5.1 – Диаграмма потребления тепловой энергии жилым фондом за отопительный период

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом от котельной №2 представлено в таблице 2.5.3.2

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		t ср. наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	26,925	26,925	0	0	-21,1	720
Февраль	26,925	26,925	0	0	-17,5	690
Март	26,925	26,925	0	0	-7,2	744
Апрель	26,925	26,925	0	0	3,5	288
Май	26,925	26,925	0	0	10,0	0
Июнь	26,925	26,925	0	0	14,9	0
Июль	26,925	26,925	0	0	16,3	0
Август	26,925	26,925	0	0	13,9	0
Сентябрь	26,925	26,925	0	0	8,5	0
Октябрь	26,925	26,925	0	0	1,1	600
Ноябрь	26,925	26,925	0	0	-10,1	720
Декабрь	26,925	26,925	0	0	-18,3	744
Итого	323,1	323,1	0	0	-0,5	4506

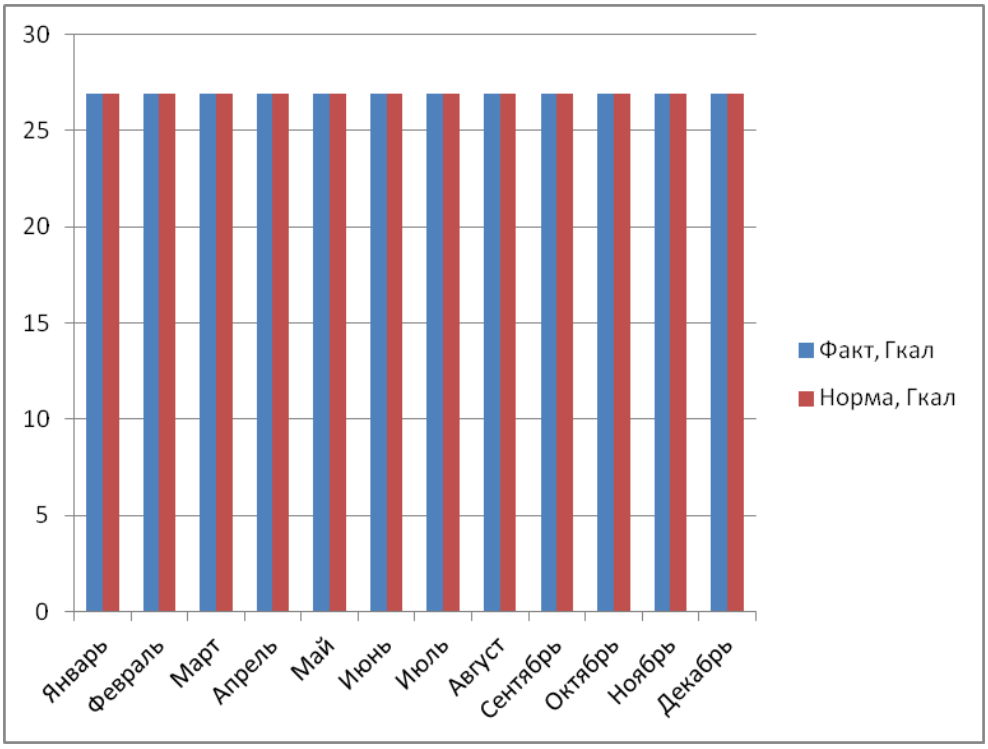

Рисунок 2.5.2 – Диаграмма потребления тепловой энергии жилым фондом за отопительный период

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом от котельной №3 представлено в таблице 2.5.3.3

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		t ср. наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	20	20	0	0	-21,1	720
Февраль	20	20	0	0	-17,5	690
Март	20	20	0	0	-7,2	744
Апрель	20	20	0	0	3,5	288
Май	20	20	0	0	10,0	0
Июнь	20	20	0	0	14,9	0
Июль	20	20	0	0	16,3	0
Август	20	20	0	0	13,9	0
Сентябрь	20	20	0	0	8,5	0
Октябрь	20	20	0	0	1,1	600
Ноябрь	20	20	0	0	-10,1	720
Декабрь	20	20	0	0	-18,3	744
Итого	240	240	0	0	-0,5	4506

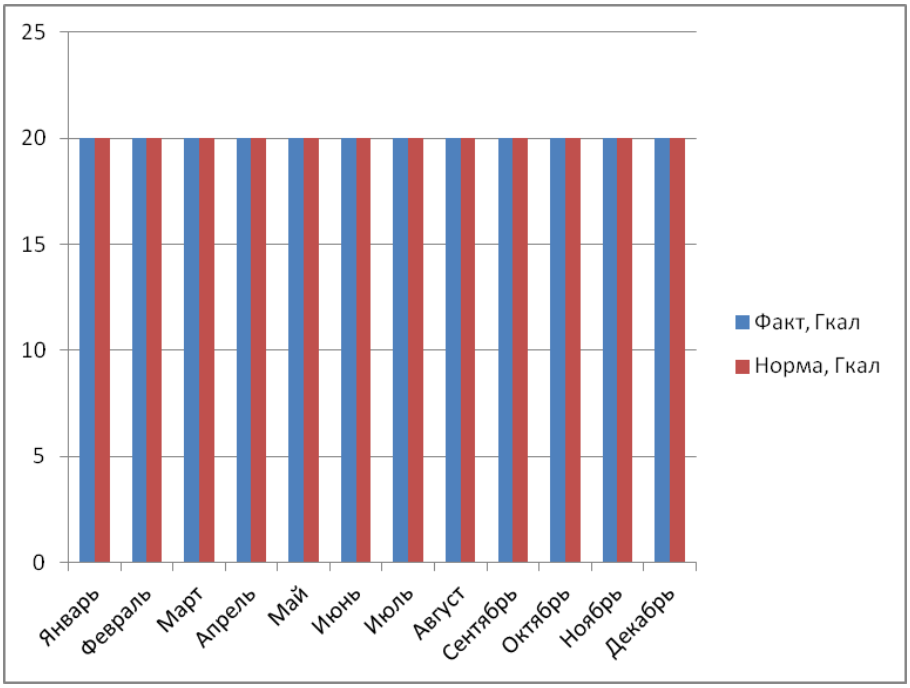

Рисунок 2.5.3 – Диаграмма потребления тепловой энергии жилым фондом за отопительный период

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом от котельной №4 представлено в таблице 2.5.3.4

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		t ср. наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	0	0	11,883	11,883	-21,1	720
Февраль	0	0	11,883	11,883	-17,5	690
Март	0	0	11,883	11,883	-7,2	744
Апрель	0	0	11,883	11,883	3,5	288
Май	0	0	11,883	11,883	10,0	0
Июнь	0	0	11,883	11,883	14,9	0
Июль	0	0	11,883	11,883	16,3	0
Август	0	0	11,883	11,883	13,9	0
Сентябрь	0	0	11,883	11,883	8,5	0
Октябрь	0	0	11,883	11,883	1,1	600
Ноябрь	0	0	11,883	11,883	-10,1	720
Декабрь	0	0	11,883	11,883	-18,3	744
Итого	0	0	142,596	142,596	-0,5	4506

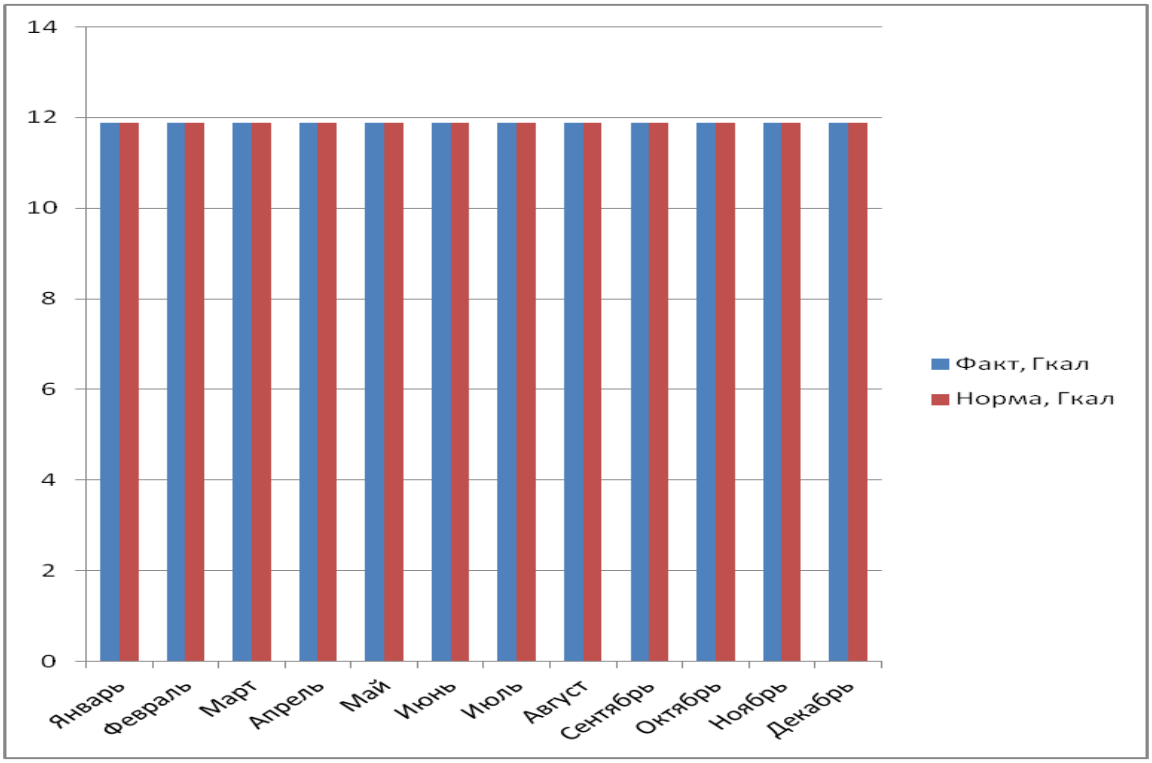

Рисунок 2.5.4 – Диаграмма потребления тепловой энергии нежилым фондом за отопительный период

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом от котельной №5 представлено в таблице 2.5.3.5

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		t ср. наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	24,151	24,151	0	0	-21,1	720
Февраль	20,98	20,98	0	0	-17,5	690
Март	15,096	15,096	0	0	-7,2	744
Апрель	5,207	5,207	0	0	3,5	288
Май	0	0	0	0	10,0	0
Июнь	0	0	0	0	14,9	0
Июль	0	0	0	0	16,3	0
Август	0	0	0	0	13,9	0
Сентябрь	0	0	0	0	8,5	0
Октябрь	9,456	9,456	0	0	1,1	600
Ноябрь	13,854	13,854	0	0	-10,1	720
Декабрь	20,653	20,653	0	0	-18,3	744
Итого	109,397	109,397	0	0	-0,5	4506

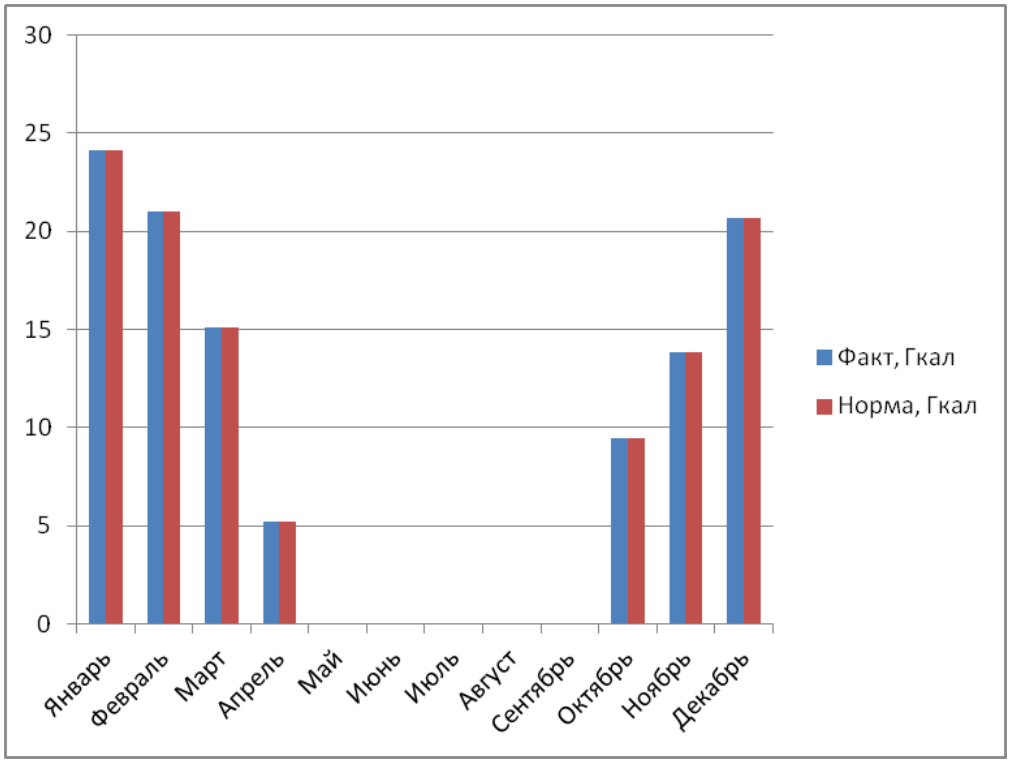

Рисунок 2.5.5 – Диаграмма потребления тепловой энергии жилым фондом за отопительный период

Фактическое потребление тепловой энергии не превышает нормативное.

Котельные ОАО «Теплосеть»

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом от котельной №1 представлено в таблице 2.5.3.6

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		t ср. наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	24,056	24,056	398,35	398,35	-21,1	720
Февраль	22,504	22,504	372,65	372,65	-17,5	690
Март	24,056	24,056	398,35	398,35	-7,2	744
Апрель	23,28	23,28	385,5	385,5	3,5	288
Май	4,656	4,656	77,1	77,1	10,0	0
Июнь	0	0	0	0	14,9	0
Июль	0	0	0	0	16,3	0
Август	0	0	0	0	13,9	0

Сентябрь	3,88	3,88	64,25	64,25	8,5	0
Октябрь	24,056	24,056	398,35	398,35	1,1	600
Ноябрь	23,28	23,28	385,5	385,5	-10,1	720
Декабрь	24,056	24,056	398,35	398,35	-18,3	744
Итого	173,824	173,824	2878,4	2878,4	-0,5	4506

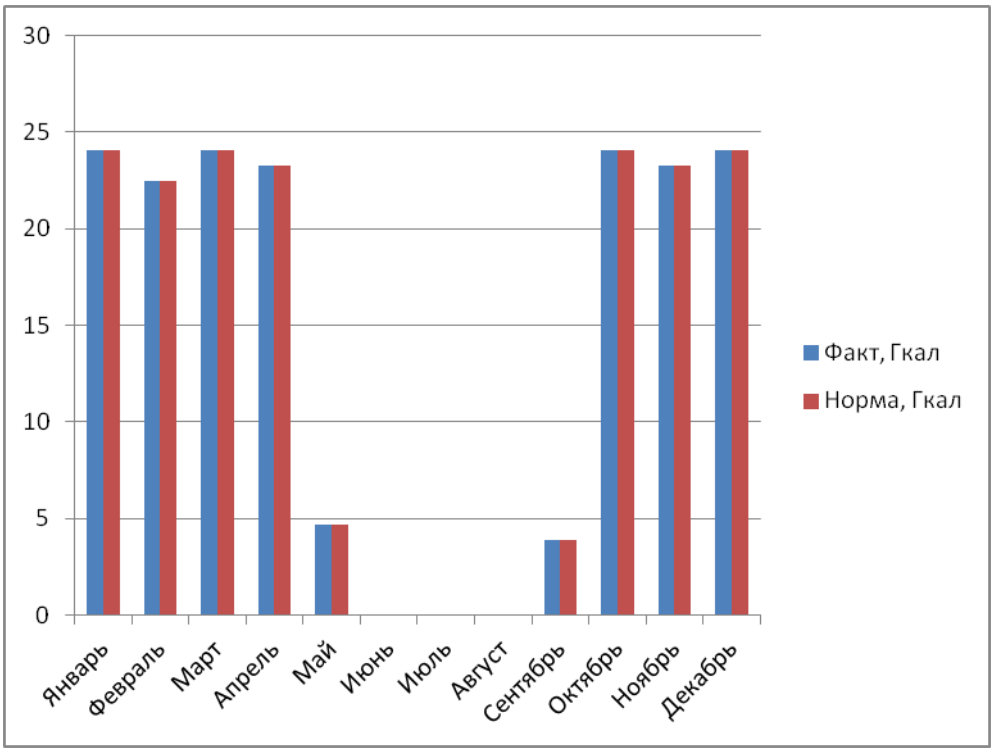

Рисунок 2.5.6 – Диаграмма потребления тепловой энергии жилым фондом за отопительный период

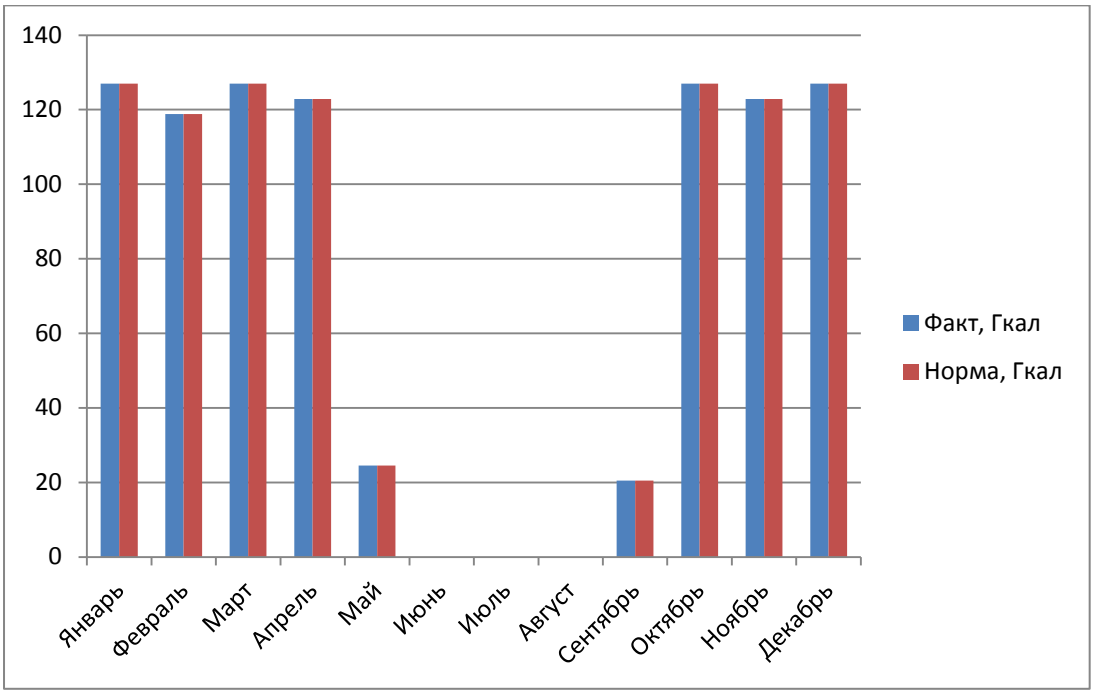

Рисунок 2.5.7 – Диаграмма потребления тепловой энергии нежилым фондом за отопительный период

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом от котельной №4 представлено в таблице 2.5.3.7

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		t ср. наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	0	0	127,007	127,007	-21,1	720
Февраль	0	0	118,813	118,813	-17,5	690
Март	0	0	127,007	127,007	-7,2	744
Апрель	0	0	122,91	122,91	3,5	288
Май	0	0	24,582	24,582	10,0	0
Июнь	0	0	0	0	14,9	0
Июль	0	0	0	0	16,3	0
Август	0	0	0	0	13,9	0
Сентябрь	0	0	20,485	20,485	8,5	0
Октябрь	0	0	127,007	127,007	1,1	600
Ноябрь	0	0	122,91	122,91	-10,1	720
Декабрь	0	0	127,007	127,007	-18,3	744
Итого	0	0	917,728	917,728	-0,5	4506

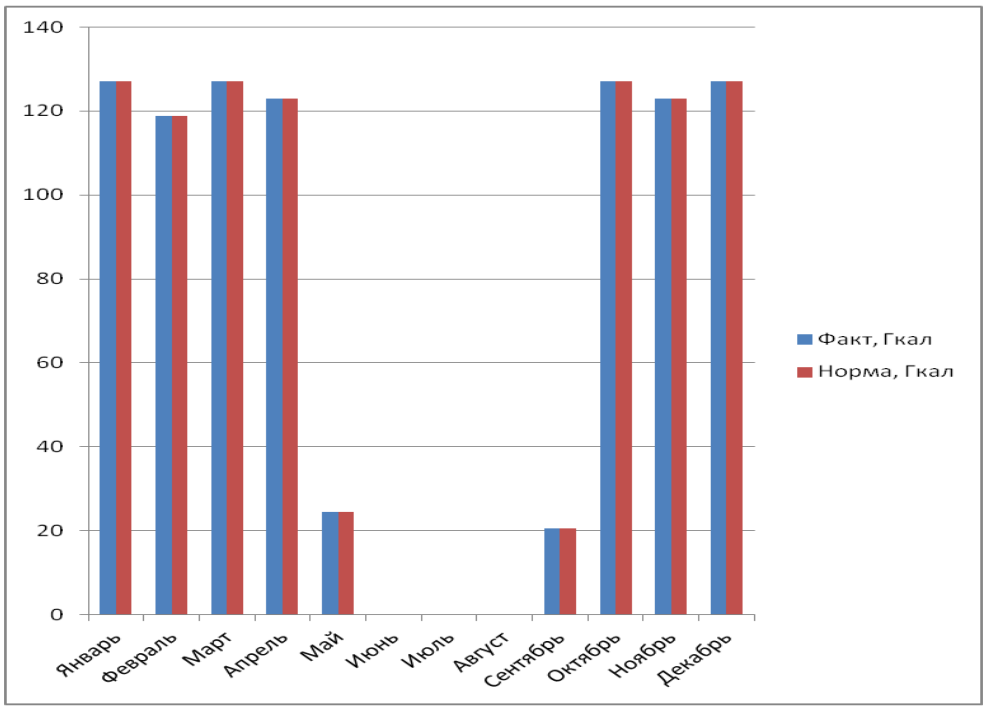

Рисунок 2.5.8 – Диаграмма потребления тепловой энергии жилым фондом за отопительный период

В связи с тем, что данные по наличию коммерческого приборного учета у потребителей не предоставлены, фактические величины потребления тепловой энергии приняты равными расчётно-нормативным.

Котельные МУП «ЖКХ»

Таблица 2.5.3.8 Производство и потребление (баланс) тепловой энергии котельной №1 за отопительный период и за год в целом.

Наименование	Баланс тепловой энергии	
	За год (Гкал/год)	Отопительный период
Всего по котельной	н/д	н/д
Собственные нужды котельной	н/д	н/д
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д
Отпуск в сеть	н/д	н/д
Потери тепловой энергии	н/д	н/д
Реализация	н/д	н/д

Таблица 2.5.3.9 Производство и потребление (баланс) тепловой энергии котельной №2 за отопительный период и за год в целом.

Наименование	Потребление тепловой энергии	
	За год (Гкал/год)	Отопительный период
Всего по котельной	н/д	н/д
Собственные нужды котельной	н/д	н/д
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д
Отпуск в сеть	н/д	н/д
Потери тепловой энергии	н/д	н/д

Реализация	н/д	н/д

Таблица 2.5.3.10 Производство и потребление (баланс) тепловой энергии котельной №3 за отопительный период и за год в целом.

Наименование	Потребление тепловой энергии	
	За год (Гкал/год)	Отопительный период
Всего по котельной	н/д	н/д
Собственные нужды котельной	н/д	н/д
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д
Отпуск в сеть	н/д	н/д
Потери тепловой энергии	н/д	н/д
Реализация	н/д	н/д

Таблица 2.5.3.11 Производство и потребление (баланс) тепловой энергии котельной №4 за отопительный период и за год в целом.

Наименование	Потребление тепловой энергии	
	За год (Гкал/год)	Отопительный период
Всего по котельной	н/д	н/д
Собственные нужды котельной	н/д	н/д
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д
Отпуск в сеть	н/д	н/д
Потери тепловой энергии	н/д	н/д
Реализация	н/д	н/д

Таблица 2.5.3.12 Производство и потребление (баланс) тепловой энергии котельной №5 за отопительный период и за год в целом.

Наименование	Потребление тепловой энергии	
	За год (Гкал/год)	Отопительный период
Всего по котельной	н/д	н/д
Собственные нужды котельной	н/д	н/д
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д
Отпуск в сеть	н/д	н/д
Потери тепловой энергии	н/д	н/д
Реализация	н/д	н/д

Котельные ОАО» Теплосеть»

Таблица 2.5.3.13 Производство и потребление (баланс) тепловой энергии котельной №1 за отопительный период и за год в целом.

Наименование	Потребление тепловой энергии	
	За год (Гкал/год)	Отопительный период
Всего по котельной	н/д	н/д
Собственные нужды котельной	н/д	н/д
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д
Отпуск в сеть	н/д	н/д
Потери тепловой энергии	н/д	н/д
Реализация	н/д	н/д

Таблица 2.5.3.14 Производство и потребление (баланс) тепловой энергии котельной №4 за отопительный период и за год в целом.

Наименование	Потребление тепловой энергии	
	За год (Гкал/год)	Отопительный период
Всего по котельной	н/д	н/д
Собственные нужды котельной	н/д	н/д
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д
Отпуск в сеть	н/д	н/д
Потери тепловой энергии	н/д	н/д
Реализация	н/д	н/д

2.5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах, подключённых к централизованной системе отопления, не используются.

2.5.3 Значения тепловых нагрузок при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Тепловые нагрузки потребителей на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (ГВС) приняты в соответствии с договорными нагрузками потребителей тепловой энергии по данным МУП «ЖКХ» и ОАО «Теплосеть» и приведены в нижеследующих таблицах 2.5.3.1–2.5.3.2.

Таблица 2.5.3.1 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии жилого фонда

Адрес	Отапливаемая площадь, $м^2$	Тепловая нагрузка, Гкал/ч				Источник теплоснабжения
		Отопление	ГВС	Вентиляция	Всего	
с.Онгудай, ул. Заречная,д. 38	1272,06	0,126	-	-	0,126	Котельная № 2 МУП "ЖКХ"
с. Онгудай, ул. Зеленая, д.10	1180	0,113	-	-	0,113	Котельная № 5 МУП "ЖКХ"
с. Онгудай, ул. Советская, д.86	960,8	0,12	-	-	0,12	Котельная № 1 МУП "ЖКХ"
с. Онгудай, ул. Советская, д.99	1190	0,173	-	-	0,173	Котельная № 1 МУП "ЖКХ"
с.Онгудай, ул. Рабочая,д. 15	906,6	0,094	-	-	0,094	Котельная № 3 МУП "ЖКХ"
с. Онгудай,ул. Ленина, д.13	1044	0,081	-	-	0,081	Котельная № 1 ОАО "Теплосеть"
Итого:	6553,46	0,707	-	-	0,707	-

Таблица 2.5.3.2 - Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии нежилого фонда

Адрес	Отапливаемая площадь, $м^2$	Тепловая нагрузка, Гкал/ч				Источник теплоснабжения
		Отопление	ГВС	Вентиляция	Всего	
с. Онгудай, ул. Советская, 78 (Администрация МО)	2949,9	0,181	-	-	0,181	Котельная № 1 ОАО "Теплосеть"
с. Онгудай, ул. Ленина, 11 (Администрация СП)	144	0,01	-	-	0,01	
с. Онгудай, ул. Ленина, 16 (Онгудайская Средняя Школа)	7111	0,378	-	-	0,378	
с. Онгудай, ул. Победы, 11 (Онгудайская начальная школа)	1965,61	0,11	-	-	0,11	
с. Онгудай, ул. Ленина, 10 (ЦДТ)	1468	0,092	-	-	0,092	
с. Онгудай, ул. Советская, 76 (ММО МВД "Онгудайский")	1124	0,078	-	-	0,078	
с. Онгудай, ул.	229	0,015	-	-	0,015	

Ленина, (Онгудайская вечерняя школа)						
с. Онгудай, ул. Ленина, 10 (Онгудайская десткая школа искусств)	514	0,032	-	-	0,032	
с. Онгудай, ул. Советская, 96(детский сад "Веселый городок")	1038	0,066	-	-	0,066	
с. Онгудай, ул. Совесткая, 96 "а"(Детский сад "Веселый городок)	н/д	н/д	-	-	н/д	
с. Онгудай, ул. Космонавтов , 2а (Дет. Сад "Колокольчик" корп.№2)	н/д	н/д	-	-	н/д	
с. Онгудай, ул. Победы, 4(Дет сад "Веселый городок") Ясли	308	0,02	-	-	0,02	
с. Онгудай, ул. Космонавтов, 1 (БУ РА УСПН)	372	0,025	-	-	0,025	
с. Онгудай, ул. Советская , 80 (Дом культуры)	1196	0,066	-	-	0,066	
с. Онгудай, ул. Советская , 76 (библиотека)	780,3	0,056	-	-	0,056	
с. Онгудай, ул. Ленина , 13 "а" (ДЮСШ)	1314	0,086	-	-	0,086	
гаражи администрации МО	413,3	0,04	-	-	0,04	
школьная мастерская	203,3	0,013	-	-	0,013	
гаражи средней школы	244	0,024	-	-	0,024	
районная прокуратура	165	0,012	-	-	0,012	
гаражи ОВД	277	0,027	-	-	0,027	
с. Онгудай, ул. Космонавтов, 80 (БУЗ РА "Онгудайская ЦРБ")	н/д	н/д	-	-	н/д	Котельная № 4 ОАО "Теплосеть"
с. Онгудай, ул. Советская, 114 (здание МУП "ЖКХ")	132	0,01	-	-	0,01	Котельная № 4 МУП "ЖКХ"
гараж МУП "ЖКХ"	444,28	0,06	-	-	0,06	
Магазин ИП	103,9	0,004	-	-	0,004	

Максимова Т.В.						
Магазин " Надежда"	576	0,004	-	-	0,004	
Магазин "Ника"	60	0,003	-	-	0,003	
Магазин "Пава"	1	0,002	-	-	0,002	
Магазин "Канцелярия"	257	0,006	-	-	0,006	
Всего нежилой фонд	н/д	н/д	-	-	н/д	-

н/д – нет данных

2.5.4 Существующий норматив потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

По приказу Комитета по тарифам Республики Алтай №19/4 от 14.12.2012г. «Об утверждении нормативов отопления, горячего водоснабжения, нормативов потребления коммунальной услуги по теплоснабжению на общедомовые нужды для населения в многоквартирных домах и жилых домах на территории Республики Алтай», приняты следующие нормы потребления коммунальных услуг.

Нормативы отопления на 1кв. метр жилой площади для многоквартирных домов или жилых домов представлены в таблице 2.5.5.1

Таблица 2.5.5.1 – Нормативы отопления на 1кв. метр жилой площади для многоквартирных домов или жилых домов

I. Многоквартирные дома или жилые дома до		II. Многоквартирные дома или жилые дома после	
количество этажей	расчетное значение норматива, Гкал/кв.метр в месяц	количество этажей	расчетное значение норматива, Гкал/кв.метр в месяц
1	0,0370	1	0,0252
2	0,0343	2	0,0211
3-4	0,0216	3	0,0208
5-9	0,0187	4-5	0,0180
		6-7	0,0168
		8-9	0,0160
		10	0,0151

Примечание:
Начало отопительного периода устанавливается при среднесуточной температуре наружного воздуха ниже +8 град.С, а конец отопительного периода - при среднесуточной температуре наружного воздуха выше +8 град.С в течение 5 суток подряд.
Норматив рассчитан при оплате в течение отопительного периода.

Таблица 2.5.5.2 Нормативы потребления коммунальной услуги по теплоснабжению на общедомовые нужды в многоквартирных домах на территории Республики Алтай

I. Многоквартирные дома или жилые дома до		II. Многоквартирные дома или жилые дома после	
количество этажей	расчетное значение норматива, Гкал/кв.метр в месяц	количество этажей	расчетное значение норматива, Гкал/кв.метр в месяц
1	0,0370	1	0,0252
2	0,0343	2	0,0211
3-4	0,0216	3	0,0208
5-9	0,0187	4-5	0,0180
		6-7	0,0168
		8-9	0,0160
		10	0,0151

Примечание:
Начало отопительного периода устанавливается при среднесуточной температуре наружного воздуха ниже +8 град.С, а конец отопительного периода - при среднесуточной температуре наружного воздуха выше +8 град.С в течение 5 суток подряд.
Норматив рассчитан при оплате в течение отопительного периода.

Таблица 2.5.5.3 Нормативы горячего водоснабжения для населения в многоквартирных домах или жилых домах

Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	наличие полотенцесушителей	норматив горячей воды с учетом потерь в инженерных сетях многоквартирного дома или жилого дома, куб.метров/человека в месяц	нормативное количество тепловой энергии в 1 куб.метре горячей воды с учетом потерь тепловой энергии в инженерных сетях многоквартирного дома или жилого дома
В многоквартирных домах или жилых домах с ваннами и(или) душем	есть	2,80	0,0866
	нет	2,80	0,0606
В многоквартирных домах или жилых домах без ванн	нет	2,04	0,0606
В многоквартирных домах или жилых домах без ванн и душа	нет	1,61	0,0606
В многоквартирных домах или жилых домах не канализированных	есть	1,08	0,0866
	нет	1,08	0,0606

2.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

2.6.1 Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и при соединенной тепловой нагрузки

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения МО Онгудайское СП до 2027 г.» на основании предоставленных данных присоединённых тепловых нагрузках, установленных мощностях и собственных нужд котельных был составлен баланс тепловой мощности и нагрузки, приведенный в таблице 2.6.1.1-2.6.1.7.

Котельные МУП «ЖКХ»

Таблица 2.6.1.1 Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №1 с водогрейными котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная мощность оборудования	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
в т.ч. в горячей воде	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	16	17	18	19	20
Располагаемая мощность оборудования	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
отопление	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
жилые здания, из них	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
население	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
нежилые здания, из них	-	-	-	-	-
финансируемые из бюджета	-	-	-	-	-
Прочие в горячей воде	-	-	-	-	-
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
нагрузка ГВС средняя за сутки	-	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347
Доля резерва/дефицита, %	54,22	54,22	54,22	54,22	54,22

н/д – нет данных

Резерв тепловой мощности составляет 0,347 Гкал/ч или 54,22% от располагаемой

Таблица 2.6.1.2 Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №2 с паровыми котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная мощность оборудования	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
в т.ч. в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	3	4	5	6	7
Располагаемая мощность оборудования	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
отопление	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
жилые здания, из них	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
население	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
нежилые здания, из них	-	-	-	-	-
финансируемые из бюджета	-	-	-	-	-
Прочие в горячей воде	-	-	-	-	-
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
нагрузка ГВС средняя за сутки	-	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	-0,051	-0,051	-0,051	-0,051	-0,051
Доля резерва/дефицита, %	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00

н/д – нет данных

Дефицит тепловой мощности составляет 0,051 Гкал/ч или 68% от располагаемой

Таблица 2.6.1.3 Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №3 с паровыми котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная мощность оборудования	н/д	н/д	0,2	0,2	0,2
в т.ч. в горячей воде	н/д	н/д	0,2	0,2	0,2
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	н/д	н/д	0	1	2
Располагаемая мощность оборудования	н/д	н/д	0,144	0,144	0,144
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	н/д	н/д	0,094	0,094	0,094

отопление	н/д	н/д	0,094	0,094	0,094
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	н/д	н/д	0,094	0,094	0,094
жилые здания, из них	н/д	н/д	0,094	0,094	0,094
население	н/д	н/д	0,094	0,094	0,094
нежилые здания, из них	-	-	-	-	-
финансируемые из бюджета	-	-	-	-	-
Прочие в горячей воде	-	-	-	-	-
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	н/д	н/д	0,094	0,094	0,094
нагрузка ГВС средняя за сутки	-	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	н/д	н/д	0,106	0,106	0,106
Доля резерва/дефицита, %	н/д	н/д	53,00	53,00	53,00

н/д – нет данных

Резерв тепловой мощности составляет 0,106 Гкал/ч или 53% от располагаемой

Таблица 2.6.1.4 Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №4 с паровыми котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная мощность оборудования	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
в т.ч. в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	11	12	13	14	15
Располагаемая мощность оборудования	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
отопление	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
жилые здания, из них	-	-	-	-	-
население	-	-	-	-	-
нежилые здания, из них	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
финансируемые из бюджета	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Прочие в горячей воде	-	-	-	-	-
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
нагрузка ГВС средняя за сутки	-	-	-	-	--
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	-0,017	-0,017	-0,017	-0,017	-0,017
Доля резерва/дефицита, %	23,61	23,61	23,61	23,61	23,61

н/д – нет данных

Дефицит тепловой мощности составляет 0,017 Гкал/ч или 23,61% от располагаемой

Таблица 2.6.1.5 Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №5 с паровыми котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная мощность оборудования	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
в т.ч. в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	10	11	12	13	14
Располагаемая мощность оборудования	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
отопление	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
жилые здания, из них	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
население	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
нежилые здания, из них	-	-	-	-	-
финансируемые из бюджета	-	-	-	-	-
Прочие в горячей воде	-	-	-	-	-
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
нагрузка ГВС средняя за сутки	-	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	-0,041	-0,041	-0,041	-0,041	-0,041
Доля резерва/дефицита, %	56,94	56,94	56,94	56,94	56,94

н/д – нет данных

Дефицит тепловой мощности составляет 0,041 Гкал/ч или 56,94% от располагаемой

Котельные ОАО «Теплосеть»

Таблица 2.6.1.6 Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №1 с паровыми котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная мощность оборудования	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
в т.ч. в горячей воде	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	н/д	н/д	3	4	5
Располагаемая мощность оборудования	н/д	н/д	3,98	3,98	3,98
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412
отопление	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412
жилые здания, из них	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
население	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
нежилые здания, из них	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331
финансируемые из бюджета	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Прочие в горячей воде	-	-	-	-	-
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412
нагрузка ГВС средняя за сутки	-	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	н/д	н/д	2,568	2,568	2,568
Доля резерва/дефицита, %	н/д	н/д	64,52	64,52	64,52

н/д – нет данных

Резерв тепловой мощности составляет 2,568 Гкал/ч или 64,52% от располагаемой

Таблица 2.6.1.7 Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №4 с паровыми котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная мощность оборудования	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
в т.ч. в горячей воде	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	н/д	н/д	н/д	3,2	4,2
Располагаемая мощность оборудования	н/д	н/д	н/д	1,49	1,49
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
отопление	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

вентиляция	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
жилые здания, из них	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
население	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
нежилые здания, из них	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
финансируемые из бюджета	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Прочие в горячей воде	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
нагрузка ГВС средняя за сутки	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Доля резерва/дефицита, %	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

н/д – нет данных

Резерв тепловой мощности составляет ___ Гкал/ч или ___% от располагаемой

2.7. Балансы теплоносителя

Котельные «МУП «ЖКХ»

Таблица 2.7.1 Годовой расход теплоносителя на котельной №1

Год	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	1,79	1,8	1,78	1,84	1,82
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	-	-	-	-	-

н/д – нет данных

Таблица 2.7.2 Годовой расход теплоносителя на котельной №2

Год	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	0,4	0,42	0,41	0,43	0,42
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	-	-	-	-	-

н/д – нет данных

Таблица 2.7.3 Годовой расход теплоносителя на котельной №3

Год	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	0,037	0,038	0,039	0,041	0,038
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	-	-	-	-	-

н/д – нет данных

Таблица 2.7.4 Годовой расход теплоносителя на котельной №4

Год	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	0,102	0,102	0,101	0,104	0,102
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	-	-	-	-	-

н/д – нет данных

Таблица 2.7.5 Годовой расход теплоносителя на котельной №5

Год	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	-	-	-	-	-

н/д – нет данных

Котельные ОАО «Теплосеть»

Таблица 2.7.6 Годовой расход теплоносителя на котельной №1

Год	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	0,45	0,448	0,45	0,448	0,448
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	-	-	-	-	-

н/д – нет данных

Таблица 2.7.7 Годовой расход теплоносителя на котельной №4

Год	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	0,225	0,224	0,225	0,224	0,224
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	-	-	-	-	-

н/д – нет данных

2.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Для производства тепловой энергии МУП «ЖКХ» и ОАО «Теплосеть» используют каменный уголь. Характеристика каменного угля представлена в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1 Основные характеристики используемого каменного угля МУП «ЖКХ».

Характеристика	Обозначение	Размерность	Значение
Низшая теплота сгорания	$Q_н^р$	ккал/кг	4402
Зольность рабочая	$A^р$	%	20,2
Влажность рабочая	$W^р$	%	21,2
Выход летучих	$V^г$	%	43,1

Таблица 2.8.2 Основные характеристики используемого каменного угля ОАО «Теплосеть».

Характеристика	Обозначение	Размерность	Значение
Низшая теплота сгорания	$Q_н^р$	ккал/кг	5500-6500
Зольность рабочая	$A^р$	%	5-15
Влажность рабочая	$W^р$	%	5-10
Выход летучих	$V^г$	%	9

Таблица 2.8.3 Описание видов и количества используемого основного топлива для котельных МУП «ЖКХ».

Вид топлива	Размерность	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г
Каменный уголь	т.у.т.	483,21	466,99	643,32	512,52	445,86
Каменный уголь	тонн	768,4	742,6	1023	815	709

Таблица 2.8.4 Описание видов и количества используемого основного топлива для котельных ОАО «Теплосеть».

Вид топлива	Размерность	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г
Каменный уголь	т.у.т.	1652,74	2332,80	1883,14	2176,30	1428,00
Каменный уголь	тонн	1928,20	2721,60	2197,00	2539,02	1666,00

2.9. Надежность теплоснабжения

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 $n_{от}$ [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.

Котельные МУП «ЖКХ»

1.1 <u>Показатель надежности электроснабжения Котельной №1 ($К_э$)</u>

Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_э$ = 1,0;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_э$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_э$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_э$ = 0,6.

Принимаем $К_э$ = 1,0 т.к. имеется система резервного электропитания.

1.2 Показатель надежности электроснабжения Котельной №2 ($К_э$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_э$ = 1,0;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_э$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_э$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_э$ = 0,6.

Принимаем $К_э$ = 1,0 т.к. имеется система резервного электропитания.

1.3 Показатель надежности электроснабжения Котельной №3 ($К_э$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_э$ = 1,0;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_э$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_э$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_э$ = 0,6.

Принимаем $К_э$ = 1,0 т.к. имеется система резервного электропитания.

1.4 Показатель надежности электроснабжения Котельной №4 ($К_э$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_э$ = 1,0;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_э$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_э$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_э$ = 0,6.

Принимаем $К_э$ = 1,0 т.к. имеется система резервного электропитания.

1.5 Показатель надежности электроснабжения Котельной №5 ($К_э$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_э$ = 1,0;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_э$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_э$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_э$ = 0,6.

Принимаем $К_э$ = 1,0 т.к. имеется система резервного электропитания.

2.1 Показатель надежности водоснабжения Котельной №1 ($К_в$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_в$ = 1,0;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_в$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_в$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_в$ = 0,6.

Принимаем $К_в$ = 0,8 т.к. отсутствует система резервного водоснабжения.

2.2 Показатель надежности водоснабжения Котельной №2 ($К_в$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_в$ = 1,0;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_в$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_в$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_в$ = 0,6.

Принимаем $К_в$ = 0,8 т.к. отсутствует система резервного водоснабжения.

2.3 Показатель надежности водоснабжения Котельной №3 ($К_в$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_в$ = 1,0;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_в$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_в$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_в$ = 0,6.

Принимаем $К_в$ = 0,8 т.к. отсутствует система резервного водоснабжения.

2.4 Показатель надежности водоснабжения Котельной №4 ($К_в$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_в$ = 1,0;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_в$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_в$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_в$ = 0,6.

Принимаем $К_в$ = 0,8 т.к. отсутствует система резервного водоснабжения.

2.5 Показатель надежности водоснабжения Котельной №5 ($К_в$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_в$ = 1,0;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_в$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_в$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_в$ = 0,6.

Принимаем $К_в$ = 0,8 т.к. отсутствует система резервного водоснабжения.

3.1 Показатель надежности топливоснабжения Котельной №1 ($К_т$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_т$ = 1,0;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_т$ = 1,0;

- 5,0 – 20 - $К_т$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_т$ = 0,5.

Принимаем $К_т$ = 1,0 т.к. отсутствует резервное топливоснабжение.

3.2 Показатель надежности топливоснабжения Котельной №2 ($К_т$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_т$ = 1,0;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_т$ = 1,0;

- 5,0 – 20 - $К_т$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_т$ = 0,5.

Принимаем $К_т$ = 1,0 т.к. отсутствует резервное топливоснабжение.

3.3 Показатель надежности топливоснабжения Котельной №3 ($К_т$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_т$ = 1,0;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_т$ = 1,0;

- 5,0 – 20 - $К_т$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_т$ = 0,5.

Принимаем $К_т$ = 1,0 т.к. отсутствует резервное топливоснабжение.

3.4 Показатель надежности топливоснабжения Котельной №4 ($К_т$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_т$ = 1,0;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_т$ = 1,0;

- 5,0 – 20 - $К_т$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_т$ = 0,5.

Принимаем $К_т$ = 1,0 т.к. отсутствует резервное топливоснабжение.

3.5 Показатель надежности топливоснабжения Котельной №5 ($К_т$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_т$ = 1,0;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_т$ = 1,0;

- 5,0 – 20 - $К_т$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_т$ = 0,5.

Принимаем $К_т$ = 1,0 т.к. отсутствует резервное топливоснабжение.

4.1 Показатель соответствия располагаемой тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей Котельной №1 ($К_б$)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $К_б$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_б$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

- свыше 30 - $К_б$ = 0,3.

Принимаем $К_б$ = 1,0.

4.2 Показатель соответствия располагаемой тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей Котельной №2 ($К_б$)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $К_б$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_б$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

- свыше 30 - $К_б$ = 0,3.

Принимаем $К_б$ = 0,3.

4.3 Показатель соответствия располагаемой тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей Котельной №3 ($К_б$)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $К_б$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_б$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

- свыше 30 - $К_б$ = 0,3.

Принимаем $К_б$ = 1,0.

4.4 Показатель соответствия располагаемой тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей Котельной №4 ($К_б$)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $К_б$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_б$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

- свыше 30 - $К_б$ = 0,3.

Принимаем $К_б$ = 0,6.

4.5 Показатель соответствия располагаемой тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей Котельной №5 ($К_б$)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $К_б$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_б$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

- свыше 30 - $К_б$ = 0,3.

Принимаем $К_б$ = 0,3.

5.1 Показатель технического состояния тепловых сетей Котельной №1 ($К_с$)

Характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10 - $К_с$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_с$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_с$ = 0,6;

- свыше 30 - $К_с$ = 0,5.

Принимаем $К_с$ = 0,5. Необходимо уточнить коэффициент после проведения технического освидетельствования.

5.2 Показатель технического состояния тепловых сетей Котельной №2 (Кс)

Характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

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

Принимаем $К_с$ = 1,0. Необходимо уточнить коэффициент после проведения технического освидетельствования.

5.3 Показатель технического состояния тепловых сетей Котельной №3 (Кс)

Характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

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

Принимаем $К_с$ = 0,5. Необходимо уточнить коэффициент после проведения технического освидетельствования.

5.4 Показатель технического состояния тепловых сетей Котельной №4 (Кс)

Характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

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

Принимаем $К_с$ = 0,5. Необходимо уточнить коэффициент после проведения технического освидетельствования.

5.5 Показатель технического состояния тепловых сетей Котельной №5 (Кс)

Характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10 - $К_с$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_с$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_с$ = 0,6;

- свыше 30 - $К_с$ = 0,5.

Принимаем $К_с$ = 0,5. Необходимо уточнить коэффициент после проведения технического освидетельствования.

6.1 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей Котельной №1 ($К_{отк}$)

Характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$И_{отк} = n_{отк}/(3*S) \quad (1/(км*год)),$$

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (км).

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

- до 0,5 - $К_{отк}$ = 1,0;

- 0,5 - 0,8 - $К_{отк}$ = 0,8;

- 0,8 - 1,2 - $К_{отк}$ = 0,6;

- свыше 1,2 - $К_{отк}$ = 0,5.

Принимаем $К_{отк}$ = 1,0 виду низкой интенсивности отказов.

6.2 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей Котельной №2 ($К_{отк}$)

Характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$И_{отк} = n_{отк}/(3*S) \quad (1/(км*год)),$$

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (км).

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

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

Принимаем $К_{отк}$ = 1,0 виду низкой интенсивности отказов.

6.3 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей Котельной №3 ($К_{отк}$)

Характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$И_{отк} = n_{отк}/(3*S) \quad (1/(км*год)),$$

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (км).

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

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

Принимаем $К_{отк}$ = 1,0 виду низкой интенсивности отказов.

6.4 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей Котельной №4 ($К_{отк}$)

Характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$И_{отк} = n_{отк}/(3*S) \quad (1/(км*год)),$$

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (км).

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

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

Принимаем $К_{отк}$ = 1,0 виду низкой интенсивности отказов.

6.5 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей Котельной №5 ($К_{отк}$)

Характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$И_{отк} = n_{отк}/(3*S) \quad (1/(км*год)),$$

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (км).

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

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

Принимаем $К_{отк}$ = 1,0 виду низкой интенсивности отказов.

7.1 Показатель относительного недоотпуска тепла Котельной №1 ($К_{нед}$)

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 ($К_{нед}$).

- до 0,1- $К_{нед}$ = 1,0;

- 0,1 - 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8;

- 0,3 - 0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

- свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

Принимаем $К_{нед}$ = 1,0 т.к. отсутствует недоотпуск тепла.

7.2 Показатель относительного недоотпуска тепла Котельной №2 ($К_{нед}$)

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 ($К_{нед}$).

- до 0,1- $К_{нед}$ = 1,0;

- 0,1 - 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8;

- 0,3 - 0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

- свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

Принимаем $К_{нед}$ = 1,0 т.к. отсутствует недоотпуск тепла.

7.3 Показатель относительного недоотпуска тепла Котельной №3 ($К_{нед}$)

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 ($К_{нед}$).

- до 0,1- $К_{нед}$ = 1,0;

- 0,1 - 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8;

- 0,3 - 0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

- свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

Принимаем $К_{нед}$ = 1,0 т.к. отсутствует недоотпуск тепла.

7.4 Показатель относительного недоотпуска тепла Котельной №4 ($К_{нед}$)

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 ($К_{нед}$).

- до 0,1- $К_{нед}$ = 1,0;

- 0,1 - 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8;

- 0,3 - 0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

- свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

Принимаем $К_{нед}$ = 1,0 т.к. отсутствует недоотпуск тепла.

7.5 Показатель относительного недоотпуска тепла Котельной №5 ($К_{нед}$)

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 ($К_{нед}$).

- до 0,1- $К_{нед}$ = 1,0;

- 0,1 - 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8;

- 0,3 - 0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

- свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

Принимаем $К_{нед}$ = 1,0 т.к. отсутствует недоотпуск тепла.

8.1 Показатель качества теплоснабжения Котельной №1 ($К_{ж}$)

Характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = Д_{жал} / Д_{сумм} (\%)$$

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

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

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

Принимаем $К_ж$ = 1,0, так как жалобы отсутствуют.

8.2 Показатель качества теплоснабжения Котельной №2 ($К_ж$)

Характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = Д_{жал} / Д_{сумм} (\%)$$

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

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

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

Принимаем $К_ж$ = 1,0, так как жалобы отсутствуют.

8.3 Показатель качества теплоснабжения Котельной №3 ($К_ж$)

Характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = Д_{жал} / Д_{сумм} (\%)$$

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

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

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

Принимаем $К_ж$ = 1,0, так как жалобы отсутствуют.

8.4 Показатель качества теплоснабжения Котельной №4 ($К_ж$)

Характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = Д_{жал} / Д_{сумм} (\%)$$

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

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

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

Принимаем $К_ж$ = 1,0, так как жалобы отсутствуют.

8.5 Показатель качества теплоснабжения Котельной №5 ($К_ж$)

Характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = Д_{жал} / Д_{сумм} (\%)$$

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

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

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

Принимаем $К_ж$ = 1,0, так как жалобы отсутствуют.

9. <u>Показатель надежности системы теплоснабжения МУП «ЖКХ» ($К_{над}$)</u>

Определяется как средний по частным показателям $К_э$, $К_в$, $К_т$, $К_б$, $К_с$, $К_{отк}$, $К_{нед}$, $К_ж$.

$$К_{над} = \frac{К_э + К_в + К_т + К_б + К_с + К_{отк} + К_{нед} + К_ж}{n},$$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

Котельная №1: $К_{над} = \frac{1,0+0,8+1,0+1,0+0,5+1,0+1,0+1,0}{8} = \mathbf{0,91}$

Котельная №2: $\mathbf{К_{над} = \frac{1,0+0,8+1,0+0,3+1,0+1,0+1,0+1,0}{8} = 0,89}$

Котельная №3: $К_{над} = \frac{1,0+0,8+1,0+1,0+0,5+1,0+1,0+1,0}{8} = \mathbf{0,91}$

Котельная №4: $К_{над} = \frac{1,0+0,8+1,0+0,6+0,5+1,0+1,0+1,0}{8} = \mathbf{0,86}$

Котельная №4: $К_{над} = \frac{1,0+0,8+1,0+0,3+0,5+1,0+1,0+1,0}{8} = \mathbf{0,83}$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

10. <u>Оценка надежности систем теплоснабжения МУП «ЖКХ»</u>

По полученному показателю системы теплоснабжения оцениваются, как надёжные (от 0,75 до 1,0), но необходимо принять техническое (проектное) решение по обеспечению источников тепловой энергии резервными системами водоснабжения и топливоснабжения. Так же обеспечить котельные резервным топливом.

Котельные ОАО «Теплосеть»

1.1 Показатель надежности электроснабжения Котельной №1 ($К_э$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_э = 1,0$;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_э = 0,8$;

- 5,0 – 20 - $К_э = 0,7$;

- свыше 20 - $К_э = 0,6$.

Принимаем $К_э = 1,0$ т.к. имеется система резервного электропитания.

1.2 Показатель надежности электроснабжения Котельной №2 ($К_э$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_э = 1,0$;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_э = 0,8$;

- 5,0 – 20 - $К_э = 0,7$;

- свыше 20 - $К_э = 0,6$.

Принимаем $К_э = 1,0$ т.к. имеется система резервного электропитания.

2.1 Показатель надежности водоснабжения Котельной №1 ($К_в$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_в = 1,0$;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_в$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_в$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_в$ = 0,6.

Принимаем $К_в$ = 0,8 т.к. отсутствует система резервного водоснабжения.

2.2 Показатель надежности водоснабжения Котельной №2 ($К_в$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_в$ = 1,0;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_в$ = 0,8;

- 5,0 – 20 - $К_в$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_в$ = 0,6.

Принимаем $К_в$ = 0,8 т.к. отсутствует система резервного водоснабжения.

3.1 Показатель надежности топливоснабжения Котельной №1 ($К_т$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_т$ = 1,0;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_т$ = 1,0;

- 5,0 – 20 - $К_т$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_т$ = 0,5.

Принимаем $К_т$ = 1,0 т.к. отсутствует резервное топливоснабжение.

3.2 Показатель надежности топливоснабжения Котельной №2 ($К_т$)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_т$ = 1,0;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $К_т$ = 1,0;

- 5,0 – 20 - $К_т$ = 0,7;

- свыше 20 - $К_т$ = 0,5.

Принимаем $К_т$ = 1,0 т.к. отсутствует резервное топливоснабжение.

4.1 Показатель соответствия располагаемой тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей Котельной №1 ($К_б$)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $К_б$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_б$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

- свыше 30 - $К_б$ = 0,3.

Принимаем $К_б$ = 1,0.

4.2 Показатель соответствия располагаемой тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей Котельной №2 ($К_б$)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $К_б$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_б$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

- свыше 30 - $К_б$ = 0,3.

Принимаем $К_б$ = 1,0.

5.1 Показатель технического состояния тепловых сетей Котельной №1 ($К_с$)

Характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10 - $К_с$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_с$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_с$ = 0,6;

- свыше 30 - $К_с$ = 0,5.

Принимаем $К_с$ = 0,5. Необходимо уточнить коэффициент после проведения технического освидетельствования.

5.2 Показатель технического состояния тепловых сетей Котельной №2 (Кс)

Характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10 - $К_с$ = 1,0;

- 10 – 20 - $К_с$ = 0,8;

- 20 – 30 - $К_с$ = 0,6;

- свыше 30 - $К_с$ = 0,5.

Принимаем $К_с$ = 0,5. Необходимо уточнить коэффициент после проведения технического освидетельствования.

6.1 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей Котельной №1 ($К_{отк}$)

Характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$И_{отк} = n_{отк}/(3*S) \quad (1/(км*год)),$$

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (км).

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

- до 0,5 - $К_{отк}$ = 1,0;

- 0,5 - 0,8 - $К_{отк}$ = 0,8;

- 0,8 - 1,2 - $К_{отк}$ = 0,6;

- свыше 1,2 - $К_{отк}$ = 0,5.

Принимаем $К_{отк}$ = 1,0 виду низкой интенсивности отказов.

6.2 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей Котельной №2 ($К_{отк}$)

Характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$И_{отк} = n_{отк}/(3*S) \quad (1/(км*год)),$$

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (км).

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

- до 0,5 - $К_{отк}$ = 1,0;

- 0,5 - 0,8 - $К_{отк}$ = 0,8;

- 0,8 - 1,2 - $К_{отк}$ = 0,6;

- свыше 1,2 - $К_{отк}$ = 0,5.

Принимаем $К_{отк}$ = 1,0 виду низкой интенсивности отказов.

7.1 Показатель относительного недоотпуска тепла Котельной №1 ($К_{нед}$)

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 ($К_{нед}$).

- до 0,1- $К_{нед}$ = 1,0;

- 0,1 - 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8;

- 0,3 - 0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

- свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

Принимаем $К_{нед}$ = 1,0 т.к. отсутствует недоотпуск тепла.

7.2 Показатель относительного недоотпуска тепла Котельной №2 ($К_{нед}$)

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 ($К_{нед}$).

- до 0,1- $К_{нед}$ = 1,0;

- 0,1 - 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8;

- 0,3 - 0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

- свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

Принимаем $К_{нед}$ = 1,0 т.к. отсутствует недоотпуск тепла.

8.1 Показатель качества теплоснабжения Котельной №1 ($К_ж$)

Характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = Д_{жал}/ Д_{сумм} (\%)$$

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

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

- до 0,2 - $К_ж$ = 1,0;

- 0,2 – 0,5 - $К_ж$ = 0,8;

- 0,5 – 0,8 - $К_ж$ = 0,6;

- свыше 0,8 - $К_ж$ = 0,4.

Принимаем $К_ж$ = 1,0, так как жалобы отсутствуют.

8.2 Показатель качества теплоснабжения Котельной №2 ($К_ж$)

Характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = Д_{жал}/ Д_{сумм} (\%)$$

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

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

- до 0,2 - $К_ж$ = 1,0;

- 0,2 – 0,5 - $К_ж$ = 0,8;

- 0,5 – 0,8 - $К_ж$ = 0,6;

- свыше 0,8 - $К_ж$ = 0,4.

Принимаем $К_ж$ = 1,0, так как жалобы отсутствуют.

9. <u>Показатель надежности системы теплоснабжения ОАО «Теплосеть» ($К_{над}$)</u>

Определяется как средний по частным показателям $К_э$, $К_в$, $К_т$, $К_б$, $К_с$, $К_{отк}$, $К_{нед}$, $К_ж$.

$$К_{над} = \frac{К_э + К_в + К_т + К_б + К_с + К_{отк} + К_{нед} + К_ж}{n},$$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

Котельная №1: $К_{над} = \frac{1,0+0,8+1,0+1,0+0,5+1,0+1,0+1,0}{8} = \mathbf{0,91}$

Котельная №2: $К_{над} = \frac{1,0+0,8+1,0+1,0+0,5+1,0+1,0+1,0}{8} = \mathbf{0,91}$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

10. <u>Оценка надежности систем теплоснабжения ОАО «Теплосеть»</u>

По полученному показателю системы теплоснабжения оцениваются, как надёжные (от 0,75 до 1,0), но необходимо принять техническое (проектное) решение по обеспечению источников тепловой энергии резервными системами водоснабжения и топливоснабжения. Так же обеспечить котельные резервным топливом.

2.10.Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Целью настоящего раздела является описание:

- динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования

цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних трех лет;

- структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения;

- платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности;

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

Таблица 2.11.1 Среднеотпускные тарифы на отпуск и передачу тепловой энергии

№ п/п	Наименование поставщика	Тариф, руб./Гкал		
		2010 год	2011 год	2012 год
Тариф на отпуск тепловой энергии				
1	н/д	н/д	н/д	н/д
Тариф на передачу тепловой энергии				
2	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.12.2 Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности

Калькуляционные статьи затрат	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Уд. затраты на топливо (природный газ)	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Уд. затраты на электроэнергию	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Уд. Затраты на воду	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Уд. Затраты на зарплату с отчислениями	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	руб./мес.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Уд. Затраты на расходы по Содержанию и эксплуатации оборудования, включая ремонтный фонд	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Полезный отпуск на Единицу персонала в год	Гкал/чел.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

н/д – нет данных

2.11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, сельского поселения

Целью настоящего раздела является описание:

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

– существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);

– проблем развития систем теплоснабжения;

– существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения;

– анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.

Перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения:

1) Высокая степень износа основных фондов.

2) Высокий уровень повреждений на 1 км сетей.

3) Несоответствие оборудования современным требованиям по надёжности и электропотреблению.

4) Несоответствие применяемых технологий ОКК современным нормативным требованиям.

5) Недостаточная пропускная способность сетей в районах уплотнения застройки.

6) В ТСО не разработаны энергетические характеристики тепловых сетей по следующим показателям: тепловые потери, потери теплоносителя, удельный расход электроэнергии на транспорт теплоносителя, максимальный и среднечасовой расход сетевой воды, разность температур в подающем и обратном трубопроводах в соответствии с ПТЭ п. 2.5.6.

7) Не организован приборный учёт отпускаемой тепловой энергии от источников (котельных).

8) Отсутствует оборудование химводоподготовки.

9) Не рассчитаны гидравлические режимы тепловых сетей.

3. Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

3.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Таблица 3.1.1 Тепловые нагрузки потребителей МУП «ЖКХ»

Источник тепловой энергии	Расчетная тепловая нагрузка Гкал/ч		
	Жилой фонд	Нежилой фонд	Итого
Котельная №1	0,293	-	0,293
Котельная №2	0,126	-	0,126
Котельная №3	0,094	-	0,094
Котельная №4	-	0,089	0,089
Котельная №5	0,113	-	0,113
Итого	0,626	0,089	0,715

Таблица 3.1.2 Тепловые нагрузки потребителей ОАО «Теплосеть»

Источник тепловой энергии	Расчетная тепловая нагрузка Гкал/ч		
	Жилой фонд	Нежилой фонд	Итого

Котельная №1	0,081	1,331	1,412
Котельная №4	н/д	н/д	н/д
Итого	н/д	н/д	н/д

3.2. Прогноз приростов на каждом этапе площади строительных фондов на период до 2027 г с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания

Таблица 3.2.1. Прогнозное изменение численности населения и динамика изменения жилищного фонда МО Онгудайское СП.

№	Показатель	Ед. изм.	Значения		
			2012 г	2018 г	2027 г
1	Численность населения МО Онгудайское СП	тыс. чел	7461	н/д	н/д
2	Жилищный фонд на начало года	тыс. $м^2$	268,1	н/д	н/д

н/д – нет данных

Для определения объемов жилищного строительства на 1 очередь и расчетный срок необходима численность населения. В настоящее время на территории административного образования по данным администрации проживает 7461 человека.

Жилищная обеспеченность принята (в соответствии с заданием на проектирование) 36 м² на одного человека в 2012 году.

Таблица 3.2.2 - Сводные показатели динамики жилой застройки в МО Онгудайское СП.

		2012 г	2018 г	2027 г
Сохраняемые жилые строения	площадь, $м^2$	268100	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Сносимые жилые строения	площадь, $м^2$	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д

Проектируемые жилые строения	площадь, м^2	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
В.т.ч. многоэтажное	площадь, м^2	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
В. т.ч. малоэтажный (индивидуальный)	площадь, м^2	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего жилищного фонда	площадь, м^2	268100	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д

н/д – нет данных

4. Глава 3. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

Глава 3 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» обосновывающих материалов разработана в соответствии с пунктом 39 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» с целью установления дефицитов тепловой мощности и пропускной способности существующих тепловых сетей при существующих (в базовом периоде разработки схемы теплоснабжения) установленных и располагаемых значениях тепловых мощностей источников тепловой энергии.

		2012 г	2018 г	2027 г
Всего жилищного фонда, в том числе:	площадь, м^2	268100	н/д	н/д
	Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
– с центральным источником теплоснабжения	площадь, м^2	6553,46	н/д	н/д
	Гкал/ч	0,707	н/д	н/д
– с индивидуальным источником теплоснабжения	площадь, м^2	261546,54	н/д	н/д
	Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего нежилого фонда	площадь, м^2	н/д	н/д	н/д

	Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
– с центральным источником теплоснабжения	площадь, м^2	21816,41	н/д	н/д
	Гкал/ч	1,331	н/д	н/д
– с индивидуальным источником теплоснабжения	площадь, м^2	н/д	н/д	н/д
	Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Итого, в том числе:	Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
– с центральным источником теплоснабжения	Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
– с индивидуальным источником теплоснабжения	Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	6,473	н/д	н/д

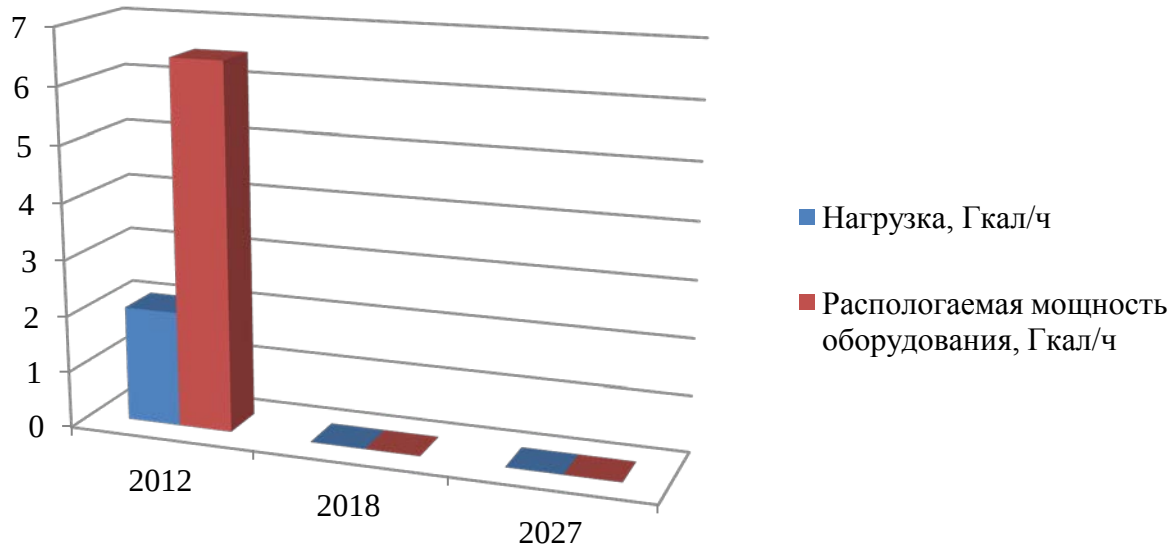

Рисунок 3.1 – Диаграмма роста нагрузки по отношению к располагаемой мощности оборудования.

На котельных ОАО «Теплосеть» существует значительный резерв тепловой мощности.

На котельных №№ 2, 4, 5 МУП «ЖКХ» существует дефицит тепловой мощности, а на котельных №№ 1, 3 МУП «ЖКХ» запас тепловой мощности.

5. Глава 4. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

Таблица 2.7.1 Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной №1 ОАО «Теплосеть»

Зона действия источника тепловой энергии	Размерность	2014	2018	2027
Производительность ВПУ (водоподготовительной установки)	тонн/ч	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	0	4	13
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,45	0,45	0,45
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	н/д	н/д	н/д
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	0,55	0,55	0,55
Доля резерва	%	55	55	55

Таблица 2.7.2 Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной №4 ОАО «Теплосеть»

Зона действия источника тепловой энергии	Размерность	2014	2018	2027
Производительность ВПУ (водоподготовительной установки)	тонн/ч	0,5	0,5	0,5
Средневзвешенный срок службы	лет	0	4	13
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	0,5	0,5	0,5
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,25	0,25	0,25
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	н/д	н/д	н/д
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	0,25	0,25	0,25
Доля резерва	%	50	50	50

6. Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Наименование планируемого мероприятия, вид энергетического ресурса	Затраты тыс. руб. (план)	Годовая экономия ТЭР (план)			Средний срок окупаемости (план)	Планируемая дата внедрения (месяц, год)
		в натуральном выражении	ед. измерения	тыс. руб.		
1	2	3	4	5	6	7
Замена электрооборудования котельных	400	-	т	-	-	04.2018
Перенос котельной №5 МУП «ЖКХ»	400	-	т	-	-	05.2015
Установка дополнительного котельного оборудования в котельных №№ 2, 4, 5 МУП «ЖКХ» для ликвидации дефицита располагаемой тепловой мощности котельных	250	-	т	-	-	06.2017
Актуализация схемы теплоснабжения	50	-	-	-	-	12.2015

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

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

№190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

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

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

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

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

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

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную

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

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

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

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических

регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

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

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

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

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

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения

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

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

Согласно «Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения», утвержденным Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, предложения по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии рекомендуется разрабатывать при условии, что проектируемая установленная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 25 МВт и более. При проектируемой установленной электрической мощности турбоагрегатов менее 25 МВт предложения по реконструкции разрабатываются в случае отказа подключения потребителей к электрическим сетям.

Таким образом, реконструкция котельных для выработки электроэнергии в МО Онгудайское СП не предусматривается.

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

Основными факторами, определяющими направления разработки программы развития системы коммунальной инфраструктуры являются:

- тенденции социально-экономического развития поселения, характеризующиеся увеличением численности населения, развитием рынка жилья с учетом комплексного инвестиционного плана;
- перспективное строительство малоэтажных домов, направленное на улучшение жилищных условий граждан;
- строительство и модернизация оборудования и сетей в целях подключения новых потребителей в объектах капитального строительства.

На котельных ОАО «Теплосеть» существует значительный резерв тепловой мощности.

На котельных №№ 2, 4, 5 МУП «ЖКХ» существует дефицит тепловой мощности, а на котельных №№ 1, 3 МУП «ЖКХ» запас тепловой мощности.

Требуется реконструкция котельных всвязи с износом оборудования.

6.5 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 в зонах застройки поселения 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.

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

Основными факторами, определяющими направления разработки программы развития системы коммунальной инфраструктуры являются:

- тенденции социально-экономического развития поселения, характеризующиеся увелением численности населения, развитием сфер обслуживания и промышленности с учетом комплексного инвестиционного плана;
- строительство и модернизация оборудования и сетей в целях подключения новых потребителей в объектах капитального строительства.

На котельных ОАО «Теплосеть» существует значительный резерв тепловой мощности.

На котельных №№ 2, 4, 5 МУП «ЖКХ» существует дефицит тепловой мощности, а на котельных №№ 1, 3 МУП «ЖКХ» запас тепловой мощности.

Требуется реконструкция котельных всвязи с износом оборудования.

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

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

нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не разработана.

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

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;

- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;

- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;

- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;

- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

7. Глава 6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

Наименование планируемого мероприятия, вид энергетического ресурса	Затраты тыс. руб. (план)	Годовая экономия ТЭР (план)			Средний срок окупаемости (план)	Планируемая дата внедрения (месяц, год)
		в натуральном выражении	ед. измерения	тыс. руб.		
1	2	3	4	5	6	7
Реконструкции тепловых сетей в связи с окончанием срока службы	1500	165	Гкал	247,5	6,0	05.2018
По каждой котельной провести освидетельствование тепловых сетей и на основании результатов диагностики разработать мероприятия	210	-	-	-	-	05.2015

7.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

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

№190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

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

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не предусматривается (см. п 7.3)

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

Согласно «Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения», утвержденным Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, предложения по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии рекомендуется разрабатывать при условии, что проектируемая установленная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 25 МВт и более. При проектируемой установленной электрической мощности турбоагрегатов менее 25

МВт предложения по реконструкции разрабатываются в случае отказа подключения потребителей к электрическим сетям.

Таким образом, реконструкция котельных для выработки электроэнергии не предусматривается.

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

Нет данных.

7.5 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 в зонах застройки поселения 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.

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

Нет данных.

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

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

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

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

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

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Расчет эффективного радиуса теплоснабжения определяем по допустимому расстоянию от источника тепла до потребителя с заданным уровнем потерь для двухтрубной теплотрассы.

1. Расчет годовых тепловых потерь через изоляцию и с утечкой теплоносителя.

Расчет годовых тепловых потерь через изоляцию и с утечкой теплоносителя произведен в программном комплексе РаТеН-325 в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателям: тепловые потери и потери сетевой воды СО 153-34.20.523 2003 г.

В качестве теплоизоляционного слоя выбран пенополиуретан (ППУ). Время работы тепловой сети в год – более 5000 ч. Предполагая, что необходимо новое строительство теплотрассы, коэффициент старения принят равным 1,0. Длина участка – 100 метров. Расчет годовых тепловых потерь произведен для трех типов прокладки тепловых сетей: канальная, бесканальная и надземная по диаметрам трубопроводов от 57 мм до 1020 мм раздельно по подающему и обратному трубопроводу. Температурный график работы тепловых сетей принят 75-55. Среднемесячные температуры наружного воздуха и грунта – по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 2.4.1.1 – Годовые тепловые потери трубопроводов с ППУ изоляцией, Гкал.

$Д_у$, мм	Тип прокладки	Тепловые потери на 100 м тепловой сети, Гкал/год			Суммарные тепловые потери на 100 м тепловой сети ($\sum_{100} Q^{Di}_{пот}$)
		подающий трубопровод	обратный трубопровод	с утечкой	
57	К	15,47	9,27	0,29	25,31
	Б	20,37	12,21	0,29	33,16
	Н	19,64	12,8	0,29	33,02
76	К	18,04	10,81	0,52	29,9
	Б	24,21	14,51	0,52	39,76
	Н	22,43	14,91	0,52	38,39
89	К	19,43	11,58	0,74	32,39
	Б	25,81	15,47	0,74	42,76
	Н	24,19	15,98	0,74	41,65
108	К	20,62	12,36	1,12	35,22
	Б	28,9	17,32	1,12	48,46

	Н	25,95	17,05	1,12	45,25
133	К	24,23	14,52	1,72	42,18
	Б	32,97	19,76	1,72	56,17
	Н	29,46	19,2	1,72	52,1
159	К	24,82	14,88	2,51	44,71
	Б	36,67	21,98	2,51	63,67
	Н	30,91	20,42	2,51	56,35
219	К	30,38	18,2	4,71	58,01
	Б	45,94	27,53	4,71	82,9
	Н	36,96	24,5	4,71	70,88
273	К	35,44	21,24	7,5	71,67
	Б	53,22	31,89	7,5	100,1
	Н	42,31	28,54	7,5	85,84
325	К	39,52	23,68	10,64	84,48
	Б	60,75	36,41	10,64	118,44
	Н	50,33	34,61	10,64	106,22
373	К	43,96	26,35	14,34	98,99
	Б	67,91	40,7	14,34	137,29
	Н	57,36	39,67	14,34	125,71
426	К	48,04	28,79	18,86	114,54
	Б	74,7	44,77	18,86	157,18
	Н	62,42	42,76	18,86	142,9
478	К	51,9	31,15	23,89	130,92
	Б	81,62	48,91	23,89	178,31
	Н	67,77	46,8	23,89	162,36
530	К	56,43	33,82	29,41	149,07
	Б	89,02	53,35	29,41	201,18
	Н	73,12	50,85	29,41	182,78
630	К	64,58	38,7	41,75	186,79
	Б	103,22	61,86	41,75	248,59
	Н	83,82	58,93	41,75	226,25

Анализ результатов позволяет сделать вывод о том, что при реконструкции тепловых сетей с заменой трубопроводов с традиционной изоляцией на трубопроводы с ППУ изоляцией необходимо, по возможности, укладывать новые трубопроводы на скользящие опоры в существующие каналы из железобетонных лотков без последующей засыпки песком последних.

2. Определение пропускной способности трубопроводов водяных тепловых сетей.

Пропускная способность Q^{Di} определена по таблице 2.4.1.2 в Гкал/час при температурном графике 75/55 ºС при следующих условиях: kэ=0,5 мм, γ=958,4 кгс/м^2 и удельных потерях давления на трение Δh=5 кгс.м/м^2. Перспективная

нагрузка МУП «ЖКХ» неизвестна, а расчётная составляет 0,715 Гкал/ч. Данной нагрузке соотвествует Ду =125 мм. **Перспективная и расчётная нагрузки ОАО «Теплосеть» неизвестны, определение допустимого расстояния двухтрубной теплотрассы постоянного сечения с заданным уровнем потерь не возможно.**

Таблица 2.4.1.2 – Пропускная способность трубопроводов водяных тепловых сетей.

Условный проход труб D_y в *мм*	Пропускная способность в *т/ч* при удельной потере давления на трение Δh в *кгс/м² м*				Пропускная способность в *Гкал/ч* при температурных графиках в °С											
					150—70				130—70				95—70			
					Удельная потеря давления на трение Δh в *кгс/м² м*											
	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
25	0,45	0,68	0,82	0,95	0,04	0,05	0,07	0,08	0,03	0,04	0,05	0,06	0,011	0,017	0,02	0,024
32	0,82	1,16	1,42	1,54	0,07	0,09	0,11	0,12	0,05	0,07	0,08	0,09	0,02	0,029	0,025	0,028
40	1,38	1,94	2,4	2,75	0,11	0,15	0,19	0,22	0,08	0,12	0,14	0,16	0,035	0,05	0,06	0,07
50	2,45	3,5	4,3	4,95	0,2	0,28	0,34	0,4	0,15	0,21	0,26	0,3	0,06	0,09	0,11	0,12
70	5,8	8,4	10,2	11,7	0,47	0,67	0,82	0,94	0,35	0,51	0,61	0,7	0,15	0,21	0,25	0,29
80	9,4	13,2	16,2	18,6	0,75	1,05	1,3	1,5	0,56	0,79	0,97	1,1	0,23	0,33	0,4	0,47
100	15,6	22	27,5	31,5	1,25	1,75	2,2	2,5	0,93	1,32	1,65	1,9	0,39	0,55	0,68	0,79
125	28	40	49	56	2,2	3,2	3,9	4,5	1,7	2,4	2,9	3,4	0,7	1	1,23	1,4
150	46	64	79	93	3,7	5,1	6,3	7,5	2,8	3,8	4,7	5,6	1,15	1,6	1,9	2,3
175	79	112	138	157	6,3	9	11	12,5	4,7	6,7	8,3	9,4	1,9	2,8	3,4	3,9
200	107	152	186	215	8,6	12	15	17	6,4	9,1	11	13	2,7	3,8	4,7	5,4
250	180	275	330	380	14	22	26	30	11	16	20	23				
300	310	430	530	600	25	34	42	48	19	26	32	36				
350	455	640	790	910	36	51	63	73	27	68	47	55				
400	660	930	1 150	1 320	53	75	92	106	40	56	69	79				
450	900	1 280	1 560	1 830	72	103	125	147	54	77	93	110				
500	1 200	1 690	2 050	2 400	96	135	164	192	72	102	123	144				
600	1 880	2 650	3 250	3 800	150	212	260	304	113	159	195	228				
700	2 700	3 800	4 600	5 400	216	304	368	432	162	228	276	324				
800	3 800	5 400	6 500	7 700	304	443	520	615	228	324	390	460				
900	5 150	7 300	8 800	10 300	415	585	705	825	310	437	527	617				
1000	6 750	9 500	11 600	13 500	540	760	930	1080	405	570	558	810				
1200	10 700	15 000	18 600	21 500	855	1200	1490	1750	640	900	1100	1290				
1400	16 000	23 000	28 000	32 000	1280	1840	2240	2560	960	1380	1680	1920				

3. Годовой отпуск тепловой энергии через трубопровод.

Годовой отпуск определяется по формуле:

$$\boldsymbol{Q_{\text{год}} = Q^{Di} * n * 24}$$

где $\boldsymbol{Q^{Di}}$- перспективная нагрузка, Гкал/ч;

$\boldsymbol{n}$ - продолжительность отопительного периода, согласно ТСН 23-344-2003 Республики Алтай.

$$\boldsymbol{Q_{\text{год}} = 0,715 * 231 * 24 = 3963,96} \text{ Гкал}$$

4. Определение годовых тепловых потерь в соответствии с заданным уровнем.

Примем заданный уровень тепловых потерь равным 5% годового отпуска тепловой энергии:

$$\boldsymbol{Q_{\text{пот}}^{\text{год}} = 4189 * 5\% = 209,45} \text{ Гкал/год}$$

5. Определение допустимого расстояния двухтрубной теплотрассы постоянного сечения с заданным уровнем потерь.

Учитывая, что годовые потери тепловой энергии зависят от длины трубопровода линейно, определяем допустимую длину теплотрассы постоянного сечения по следующей формуле:

$$L_{\text{доп}}^{Di} = Q_{\text{пот}}^{Di} * 100 / \sum_{100} Q_{\text{пот}}^{Di}$$

где $\sum_{100} Q_{\text{пот}}^{Di}$ - суммарные тепловые потери на 100 метрах трассы (таблица 2.4.1.1)

$$L_{\text{доп}}^{Di} = Q_{\text{пот}}^{Di} * \frac{100}{\sum_{100} Q_{\text{пот}}^{Di}} = 209{,}45 * \frac{100}{56{,}17} = \mathbf{373} \text{ м.}$$

8. Глава 7. Оценка надежности теплоснабжения

Целью настоящего раздела является:

- описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и(или) передаче тепловой энергии;
- анализ аварийных отключений потребителей;
- анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.
- графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон не нормативной надежности и безопасности теплоснабжения).

Оценка надежности теплоснабжения выполняется с целью разработки предложений по реконструкции тепловых сетей не обеспечивающих нормативной надежности теплоснабжения.

Оценка надежности теплоснабжения разрабатываются в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СниП41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты РИТ = 0,97;
- тепловых сетей РТС = 0,9;
- потребителя теплоты РПТ = 0,99;
- СЦТ в целом РСЦТ = 0,9*0,97*0,99 = 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;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

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

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе Кг принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

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

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

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

жилых и общественных зданий до 12 °С;

промышленных зданий до 8 °С.

Третья категория - остальные потребители.

Термины и определения

Термины и определения, используемые в данном разделе соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

Надежность – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

Безотказность – свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;

Долговечность – свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

Ремонтопригодность – свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;

Исправное состояние – состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно- технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Неисправное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Работоспособное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Неработоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

Предельное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

Критерий предельного состояния - признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

Повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

Критерий отказа – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для целей перспективной схемы теплоснабжения термин «отказ» будет использован в следующих интерпретациях:

отказ участка тепловой сети – событие, приводящие к нарушению его работоспособного состояния (т.е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);

отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003Тепловые сети).

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термины«повреждение» и «инцидент» будут употребляться только в отношении событий, к которым может быть применена процедура отложенного ремонта, потому что в соответствии с ГОСТ 27.002-89 эти события не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности. К таким событиям относятся зарегистрированные «свищи» на прямом или обратном теплопроводах тепловых сетей. Тем не менее, ремонтные работы по ликвидации свищей требуют прерывания теплоснабжения (если нет вариантов подключения резервных теплопроводов), и в этом смысле они аналогичны «отложенным» отказам.

Мы также не будем употреблять термин «авария», так как это характеристика «тяжести» отказа и возможных последствие его устранения. Все упомянутые в этом абзаце термины устанавливают лишь градацию (шкалу) отказов.

Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети

В соответствии со СНиП 41-02-2003 расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты $P_{ИТ} = 0,97$;
- тепловых сетей $P_{ТС} = 0,9$;
- потребителя теплоты $P_{ПТ} = 0,99$;
- СЦТ в целом $P_{СЦТ} = 0,9*0,97*0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

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

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

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

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

$_0$– средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов

участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);

средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;

средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;

средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;

средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка.

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i, который имеет размерность (1/км/год) или (1/км/час). Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов

приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно-соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 i_1} \times e^{-\lambda_2 L_2 i_2} \times \dots e^{-\lambda_n L_n i_n} = e^{-i \times \sum_{i=1}^{i=N} L_i} = e^{\lambda_i i}$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1\lambda_1 + L_2\lambda_{2+} \dots + L_n\lambda_n$ (1/час), где L_1 - протяженность каждого участка, (км). И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы, тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка (важно: не в процессе одного отопительного периода, а времени от начала его ввода в эксплуатацию). В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяем зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0.1\tau)^{\alpha-1}$$

где τ - срок эксплуатации участка, лет.

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

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

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

На рис. 8.7.1 приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

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

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

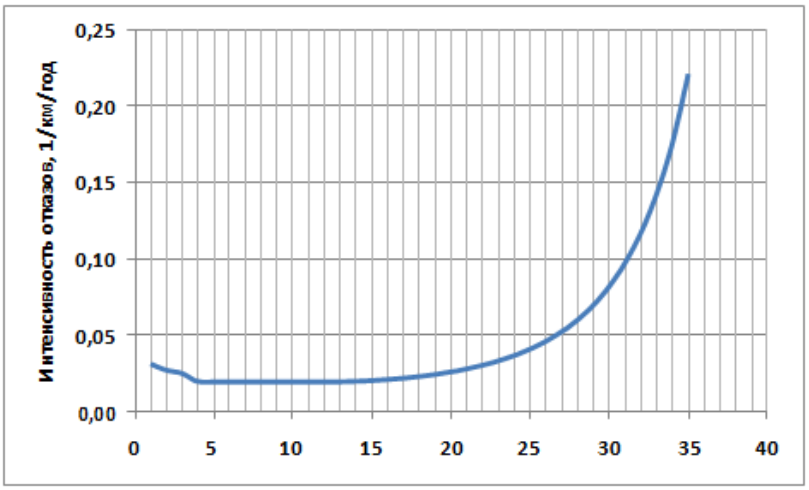

Рисунок 8.7.1 - Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.

По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

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

$$t_в = t_н + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t_в' - t_н - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)}$$

где $t_в$ - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, ºС;

z - время отсчитываемое после начала исходного события, ч;

$t_в'$ - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, ºС;

$t_н$ - температура наружного воздуха, усредненная на период времени z , ºС;

Q_0 - подача теплоты в помещение, Дж/ч;

$q_0 V$ - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч× ºС);

β - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до +12 ºС при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_0}{q_0 V} = 0\right)$ имеет следующий вил:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_в - t_н)}{(t_{в.а} - t_н)}$$

где $t_в$ – внутренняя температура которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 ºС для жилых зданиях).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха, например, для города N (см. табл. 8.7.1) при коэффициенте аккумуляции жилого здания β= 40 часов.

Таблица 8.7.1 – Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения.

Температура наружного воздуха, ºС	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до + 12 ºС
-50,0	0	3,7
-47,5	0	3,8
-42,5	0	4,28
-37,5	0	4,6
-32,5	0	5,1
-27,5	2	5,7
-22,5	19	6,4
-17,5	240	7,4
-12,5	759	8,8
-7,5	1182	10,8
-2,5	1182	13,9
2,5	1405	19,6
7,5	803	33,9

На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используют эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е. Я. Соколовым:

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

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

$l_{С.З.}$ – расстояние между секционирующими задвижками, м;

D – условный диаметр трубопровода, м.

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

8.1.1 Вероятность безотказной работы последовательных участков ТС котельных

В таблице 8.1.1 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

Таблица 8.1.1 – Расчет ВБР по котельным №№ 1, 2, 3, 4, 5 МУП «ЖКХ

Наименование участка		Наружный диаметр трубопроводов на участке Dн, *м*	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Число часов работы	Длина участка, L, км	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/ч от Dy
котельная №1	ТК 1	0,108	2010	5544	0,032	2	10,8	0,000000027	0,000000027	0,999999973	0,000018392
ТК 1	Советская 99	0,057	1986	5544	0,008	26	9,5	0,000000146	0,000000174	0,999999854	0,000034137
ТК 1	ТК 2	0,108	1988	5544	0,094	24	10,8	0,000001231	0,000001404	0,999998769	0,000023758
ТК 2	детский сад	0,108	2008	5544	0,022	4	10,8	0,000000027	0,000001431	0,999999973	0,000013330
ТК 2	ТК 3	0,108	1988	5544	0,146	24	10,8	0,000001912	0,000003343	0,999998088	0,000023758
ТК 3	Советская 86	0,057	1988	5544	0,012	24	9,5	0,000000163	0,000003506	0,999999837	0,000027405
ТК 1	Заречная 38	0,057	2010	5544	0,006	2	9,5	0,000000005	0,000003511	0,999999995	0,000021216
ТК 1	Зеленая 10	0,108	1969	5544	0,019	43	10,8	0,000030461	0,000033972	0,999969539	0,001623664
котельная №2	ТК 1	0,057	2010	5544	0,020	2	9,5	0,000000018	0,000033990	0,999999982	0,000021216
котельная №3	Рабочая 15	0,057	1984	5544	0,020	28	9,5	0,000000512	0,000034501	0,999999488	0,000044296
котельная №4	контора	0,057	1979	5544	0,012	33	9,5	0,000000852	0,000035354	0,999999148	0,000104303
котельная №4	база	0,057	1940	5544	0,015	72	9,5	0,000000048	0,000035401	0,999999952	0,000002136
котельная №5	ТК 1	0,15	1969	5544	0,011	43	11,9	0,000016754	0,000052155	0,999983246	0,001443521

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей по пути теплоносителя на участках от котельных МУП «ЖКХ» не ниже нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже Pi ≥ 0,9). Тем самым, обеспечивается надежная передача теплоносителя потребителям данного участка теплосети.

В таблице 8.1.2 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

Таблица 8.1.2 – Расчет ВБР по котельным № 1, 4 ОАО «Теплосеть»

Наименование участка		Наружный диаметр трубопроводов на участке Dн, м	Год ввода в эксплуатацию (переклади)	Число часов работы	Длина участка, L, км	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/ч от Dy
колодец №5	гаражи СОШ	0,108	2011	5376	0,065	1	10,8	0,000000033	0,000000033	0,999999967	0,000021788
колодец №5	колодец №6	0,108	2010	5376	0,322	2	10,8	0,000000280	0,000000313	0,999999720	0,000018967
колодец №6	дет.сад.корп.1	0,108	2012	5376	0,019	0	10,8	0,000000000	0,000000280	1,000000000	0,000000000
колодец №6	дет.сад.корп.2	0,108	2012	5376	0,092	0	10,8	0,000000000	0,000000000	1,000000000	0,000000000
дет.сад.корп.2	следств.комитет	0,08	1990	5376	0,150	22	10	0,000001575	0,000001575	0,999998425	0,000022089

колодец №4	сельская администрация	0,15	1990	5376	0,077	22	11,9	0,000000755	0,000002329	0,999999245	0,000018158
колодец №7	ясли	0,108	1994	5376	0,162	18	10,8	0,000001054	0,000001808	0,999998946	0,000015735
колодец №7	магазин Бедюров	0,108	2011	5376	0,020	1	10,8	0,000000010	0,000001064	0,999999990	0,000021788
колодец №7	колодец №8	0,108	1994	5376	0,114	18	10,8	0,000000741	0,000000751	0,999999259	0,000015735
колодец №7	СДК	0,08	2007	5376	0,070	5	10	0,000000112	0,000000854	0,999999888	0,000014868
библиотека	администрация МО "Онгудайский район"	0,108	2006	5376	0,080	6	10,8	0,000000152	0,000000264	0,999999848	0,000013747
библиотека	церковь	0,108	1998	5376	0,060	14	10,8	0,000000265	0,000000417	0,999999735	0,000013747
адм. МО "Онгудайский район"	школа-интернат	0,08	2002	5376	0,155	10	10	0,000000498	0,000000763	0,999999502	0,000014868
полиция	ЦДТ	0,108	1994	5376	0,110	18	10,8	0,000000715	0,000001213	0,999999285	0,000015735
Котельная №4	колодец №1	0,15	1998	5376	0,06	14	11,9	0,000000252	0,000000252	0,999999748	0,000012222
колодец №1	ЦРБ	0,15	2007	5376	0,20	5	11,9	0,000000300	0,000000552	0,999999700	0,000012222
колодец №1	кухня	0,108	1998	5376	0,10	14	10,8	0,000000442	0,000000742	0,999999558	0,000013747
Котельная №4	колодец №2	0,15	2004	5376	0,04	8	11,9	0,000000096	0,000000538	0,999999904	0,000012222
колодец №2	морг	0,108	2003	5376	0,06	9	10,8	0,000000170	0,000000266	0,999999830	0,000013747
колодец №2	инфекция	0,108	1998	5376	0,23	14	10,8	0,000001016	0,000001187	0,999998984	0,000013747

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей по пути теплоносителя на участках от котельных ОАО «Теплосеть» не ниже нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $Pi \geq 0,9$). Тем самым, обеспечивается надежная передача теплоносителя потребителям данного участка теплосети.

9. Глава 8. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации

Примечание: в сельскую администрацию Онгудайского сельского поселения Онгудайского района Республики Алтай поступило две заявки о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации от МУП «ЖКХ» и ОАО «Теплосеть»

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2012 г. №190 «О теплоснабжении» (ст.2, ст.15).

В соответствии со ст.2 ФЗ-190 единая теплоснабжающая организация определяется в схеме теплоснабжения. Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации».

Обязанности «Единой теплоснабжающей организации» определены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом «Единая теплоснабжающая организация» 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.

В соответствии с п.4 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г., 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 данном случае, когда на территории поселения организованы и дествуют две системы теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единые теплоснабжающие организации в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения.

Подробное описание зон деятельности теплоснабжающих организаций приведено в Главе 1. «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» схемы теплоснабжения Онгудайского сельского поселения.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение

(после опубликования на официальном сайте муниципального

образования) теплоснабжающие организации должны обратиться в Администрацию Онгудайского сельского поселения с заявкой на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации в действующих зонах деятельности. В соответствии с ч.6 ст. 6 ФЗ-190 присвоение статуса единой теплоснабжающей организации относится к полномочиям органа местного самоуправления.

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.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации в соответствии с п. 19 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии
- или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

В настоящее время ОАО «Теплосеть» отвечает всем требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации, а именно:

1) Эксплуатирует котельные №1, №2 и тепловые сети от котельных на основании договора аренды.

2) Надлежаще исполняет договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности.

3) Осуществляет мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подает в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения.

4) Осуществляет контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

В настоящее время МУП «ЖКХ» также отвечает всем требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации, а именно:

1) Эксплуатирует котельные №1, №2, №3, №4, №5 и тепловые сети от котельных на основании договора аренды.

2) Надлежаще исполняет договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности.

3) Осуществляет мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подает в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения.

4) Осуществляет контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения в зоне своей деятельности определяется наличием у ОАО «Теплосеть» и МУП «ЖКХ» технических возможностей.

Библиография

1. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154.

2. Техническое задание на разработку схемы теплоснабжения МО Онгудайское СП.

3. Генеральный план развития МО Онгудайское СП на период до 2027 года.

4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утверждены совместным Приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29 декабря 2012 г. № 565/667.

5. Федеральный закон РФ от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

6. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ в ред. Федерального закона от 27.07.2010 N 237-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности….».

7. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утверждены Приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115,зарегистрировано в Минюсте РФ 2 апреля 2003 г. № 4358.

8. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей коммунального теплоснабжени я. М. Роскоммунэнерго.

9. Методические рекомендации по регулированию отношений между энергоснабжающей организацией и потребителями /под общей редакцией Б. П. Варнавского/ – М.: Новости теплоснабжения, 2003 г.

10. Манюк В. В. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник М-ва, 1988 г.

11. Самойлов Е. В. Диагностика трубопроводов тепловых сетей как альтернатива летним опрессовкам. ЖКХ, Журнал руководителя и гл. бухгалтера.

12. Папушкин В. Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое. Новости теплоснабжения, № 9 2010 г. стр. 18-23.