



**КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ**

**АДМИНИСТРАЦИЯ ПРИГОРОДНОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА ГОРОД НЕРЕХТА И НЕРЕХТСКИЙ РАЙОН  
КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**

от 20 июня 2018 года

№ 58

Об утверждении актуализации Схемы теплоснабжения Пригородного сельского поселения муниципального района город Нерехта и Нерехтский район Костромской области на период с 2014 до 2028 года

В соответствии с Федеральным законом от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Федерального закона от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», постановления Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку разработки и утверждения», на основании Устава муниципального образования Пригородное тсельское поселение муниципального района город Нерехта и Нерехтский район Костромской области, администрация Пригородного сельского поселения

**ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить актуализацию Схемы теплоснабжения Пригородного сельского поселения муниципального района город Нерехта и Нерехтский район Костромской области на период с 2014 до 2028 года, согласно Приложения.

2. Настоящее постановление вступает в силу со дня официального опубликования (обнародования) в информационном бюллетене «Пригородный вестник» и подлежит размещению на официальном сайте администрации Пригородного сельского поселения.

И.о. главы администрации  
Пригородного сельского поселения

В.Ю. Крутов

Утверждена  
Постановлением администрации  
Пригородного сельского поселения  
от 20 июня 2018 года №58

**ООО «Энерго-Эксперт»**

**Схема теплоснабжения  
Пригородного сельского поселения  
муниципального района город Нерехта  
и Нерехтский район  
на период с 2014 до 2028 года**

**Книга 1. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения**

Май 2018 год

## Содержание

	Аннотация	3
1	Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	4
	1.1 Функциональная структура теплоснабжения	4
	1.2 Источники теплоснабжения	6
	1.3 Тепловые сети и системы теплоснабжения	9
	1.4 Зоны действия источников теплоснабжения	13
	1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зонах действия источников теплоснабжения	18
	1.6 Балансы располагаемой тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников теплоснабжения	20
	1.7 Балансы теплоносителя	20
	1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	23
	1.9 Надежность теплоснабжения	23
	1.10 Управляемость систем теплоснабжения	24
	1.11 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций	24
	1.12 Тарифы на тепловую энергию и воду	26
	1.13 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения сельского поселения	27
2	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	28
	2.1 Структура тепловых нагрузок в рамках зон действия источников тепловой энергии. Перспективные тепловые нагрузки по градостроительному плану	26
	2.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя	29
	2.3 Расчет перспективного потребления тепловой энергии	30
3	Перспективные балансы производства и потребления тепловой энергии и теплоносителя	31
	3.1 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников тепловой энергии	31
	3.2 Гидравлический расчет магистральных выводов источников тепловой энергии	32
4	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	34
	4.1 Проблемы в организации теплоснабжения существующих и перспективных потребителей	34
	4.2 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	35
5	Оценка надежности и безопасности теплоснабжения	40
	5.1 Сведения об отказах в системах теплоснабжения	40
	5.2 Расчет показателей надежности систем теплоснабжения	40
6	Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	43
	6.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	43
	6.2 Предложения по источникам и условиям инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности	43
	6.3 Расчеты эффективности инвестиций	44
7	Сведения о бесхозных тепловых сетях	44
8	Условия вывода из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей	45
9	Условия и организация перехода собственников квартир в многоквартирных домах на индивидуальное теплоснабжение	47
	Список использованной литературы	48

## Аннотация

При разработке схемы теплоснабжения Исполнитель руководствовался, прежде всего, федеральным законодательством в области теплоснабжения, энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

- от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку разработки и утверждения».

При разработке отдельных разделов документа использовались и другие руководящие документы и справочная литература:

- СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
- СНиП 23.01.99 «Строительная климатология».
- СНиП П-3-79\* «Строительная теплотехника».
- СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
- СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».
- СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».
- Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей, 1959 г. М.: Гостройиздат.
- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. Утверждены Приказом Министерства энергетики РФ от 24 марта 2003 г. № 115.
- Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных. Утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 323.
- Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. Утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 325.
- Инструкция об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных». Утверждена Приказом Минэнерго России от 4 сентября 2008 г. № 66.
- МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения.
- МДС 41-4.2000. Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения.
- МДС 41-6.2000. Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации.
- Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник. В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж и др. -3-е изд., М.: Стройиздат, 1988.

Полный список использованной литературы приведен в конце раздела 1.

Для разработки схемы теплоснабжения Генеральный Подрядчик произвел сбор информации:

- о населенном пункте и перспективах его развития;
- о теплоснабжающих организациях, их оборудовании, тепловых сетях, производственно-экономических показателях;
- нормативах теплоснабжения, тарифах на тепловую энергию.

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

### **1.1 Функциональная структура теплоснабжения**

Пригородное сельское поселение находится в юго-западной части муниципального района город Нерехта и Нерехтский район и граничит: на юге с Ивановской и Ярославской областями, на западе – с Ярославской областью, на востоке – с Воскресенским сельским поселением, на севере – с городом Нерехтой.

На территории Пригородного сельского поселения расположены 42 населенных пункта. С севера на

юго-запад территорию сельского поселения пересекает автомобильная дорога Нерехта – Бурмакино, что благоприятно сказывается на социально-экономическом развитии Пригородного сельского поселения. Связь между населенными пунктами внутри Пригородного сельского поселения осуществляется по дорогам районного значения с асфальто-бетонным, гравийным и грунтовым покрытием.

Нерехтский район является одним из 30 муниципальных образований Костромской области и находится в юго-западной ее части, в бассейне верхней Волги и ее притока – реки Солоницы. Территория расположена на правом берегу р. Волги.

Населенные пункты Пригородного сельского поселения расположены в бассейне рек Солоница и Нерехта в правобережной и левобережной частей водосборного бассейна рек.

Территория Пригородного сельского поселения расположена в пределах волнистой равнины, с юга примыкающей к Плёс-Галичской конечно-моренной гряде. Рельеф территории поселения сформирован в процессе ледниковой аккумуляции и речной эрозионной деятельности.

На территории Пригородного сельского поселения расположены 4 сельскохозяйственных предприятия: СПК «им. Ленина», ЗАО ПХ «Нерехтское», ЗАО «Росток», ООО «Нерехтаагропромэнерго»

*Ветровой режим:* В течение всего года на территории поселения преобладают южные, юго-западные ветра (декабрь - февраль), северо-западные и северные ветра (июнь – август).

В соответствии со СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология», ТСН 23-322-2001-Костромской области «Энергоэффективность жилых и общественных зданий» для Нерехтского района Костромской области приняты следующие данные:

- расчетная температура наружного воздуха	-31°С
-средняя температура отопительного периода	- 3,9°С
-продолжительность отопительного периода	222 дня

Из большого числа нормативных критериев (обеспеченность школами, детскими дошкольными учреждениями, объектами соцкультбыта, инженерными сетями, дорогами и др.) наиболее приоритетным является обеспеченность жителей жильём.

Общая жилая площадь в Пригородном сельском поселении составляет 105300 м<sup>2</sup>. Обеспеченность общей площадью по Пригородному сельскому поселению равна 22,04 м<sup>2</sup>/чел.

Население Пригородного сельского поселения, в основном, имеет благоприятные условия проживания по параметрам жилищной обеспеченности. Поэтому приоритетной задачей жилищного строительства на расчетный срок является создание комфортных условий с точки зрения обеспеченности современным инженерным оборудованием и замена ветхого жилого фонда на новый.

В концепции территориального планирования Пригородного сельского поселения предусмотрено увеличение обеспеченности общей площади на 1-ую очередь строительства до 30 м<sup>2</sup> на одного жителя, а на расчетный срок до 40 м<sup>2</sup>.

Решение этих задач возможно при увеличении объёмов строительства жилья за счёт всех источников финансирования. Всё это потребует большой работы по привлечению инвесторов к реализации этой программы.

Увеличение территории населённых пунктов с изменением границ под строительство жилых и дачных домов производится за счёт прилегающим к ним земель сельскохозяйственного назначения. Общая площадь переводимых земель сельскохозяйственного назначения под земли застройки, в связи с изменением границ (черты) населённых пунктов составит – 72,5 га.

Таблица 1.1.1

Увеличение площади территорий населённых пунктов

№	Наименование населенного пункта	Площадь, га		
		Существующая площадь территории	Увеличение площади под жилищное строительство	Всего
1	с. Федоровское	61,4	86,2	147,6
2	д. Лаврово	128,4	73,1	201,5
3	с. Григорцево	67,2	54	121,2

Таблица 1.1.2

## Площадь жилого фонда

Наименование	Общая площадь жилого фонда, м <sup>2</sup>
Существующий жилой фонд, всего	105300
По окончании 1 очереди строительства	148500
По окончании расчетного срока	208000

**Выводы:**

В соответствии с генпланом поселения объем жилищного фонда будет увеличиваться темпом 5990 м<sup>2</sup>/год и только в сфере индивидуального строительства. К 2028 году площадь индивидуального жилого фонда составит 166 тыс. м<sup>2</sup>. Средняя жилая обеспеченность составит 40 м<sup>2</sup>.

Всё новое строительство планируется в индивидуальном жилом секторе, которое будет иметь индивидуальное отопление, преимущественно газовое.

Основной теплоснабжающей организацией Пригородного сельского поселения является МУП «Пригородное ЖКХ».

**1.2 Источники теплоснабжения**

В эксплуатационной ответственности МУП «Пригородное ЖКХ» находится газовая котельная в с. Григорцево с 1,236 км тепловых сетей. Котельная работают на природном газе. В котельной с. Григорцево установлено 4 котла (из них 3 рабочих) суммарной тепловой мощностью 2,28 Гкал/ч. Тепловая нагрузка составляет: котельная с, Григорцево- 0,03 Гкал/час. Суммарная подключенная тепловая нагрузка составляет 0,03 Гкал/час Гкал/ч, она приходится на отопление, ГВС отсутствует. Таким образом, данная теплоснабжающая организация располагает значительным работоспособным резервом тепловой мощности.

Годовой расход газа составляет с. Григорцево- 252 тыс. м<sup>3</sup>. Газовые котлы устаревших моделей и отработали свой ресурс. Техническое состояние котельных удовлетворительное. Эффективность теплоснабжения от котельных этого предприятия низкая. Производство тепловой энергии на 2017 год по котельной составляет 1253 Гкал.

Тариф на тепловую энергию от котельных МУП «Газовые котельные» один из самых высоких в регионе для газовых котельных и составляет 2728 руб./Гкал.

Сведения об источниках теплоснабжения Пригородного сельского поселения приведены в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1

## Технические характеристики котлов, установленных на котельных

Название, адрес котельной	марка котлов	Установленная мощность котла, Гкал/ч		Год ввода в эксплуатацию	КПД <sub>брутто</sub> (%)	
		Паспортная	фактическая по результатам РНИ		Паспортный*	Фактический по результатам РНИ
1	2	3	4	5	6	7
<b>Котельные МУП «Пригородное ЖКХ»</b>						
Котельная с. Григорцево	Братск-1Г – 3 шт.	2,28	1,26	1989	86%	РНИ не проводились
<b>Итого:</b>		2,28	1,26			

\*по результатам ранее проводившихся РНИ

Таблица 1.2.2

Сведения об установленных на котельных насосах

Название, адрес котельной,	Назначение	Тип, марка	Кол-во	Основные параметры		Электродвигатель
				Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, мв.ст.	Мощность, кВт
<b>Котельные МУП «Пригородное ЖКХ»</b>						
Котельная с. Григорцево	Сетевые	К 90/55	1	112	55	18,5
		1К100-80-160	1	100	32	15,0

Таблица 1.2.3

Сведения об установленных на котельных водоподготовительных установках

Тип ВПУ (напр. На-кат., 2-х ступ)	Марка ВПУ (напр. АВПУ-2,5)	Марка фильтров	Производительность, м <sup>3</sup> /ч
<b>Котельные МУП «Пригородное ЖКХ»</b>			
Фильтр На- катионит. d=600 мм - 4 шт.	-	ФИПа 1-0,7-0,6На	10
Солерастворитель 2шт. D=480 мм			10



Фото 1.2.5 – котельная с. Григорцево, узел учета воды



Фото 1.2.6 – котельная с. Григорцево, сетевые насосы



Фото 1.2.8 – котельная с. Григорцево, фильтры ХВО



Фото 1.2.9 – котельная с. Григорцево, котлы Братск-1Г



Фото 1.2.10 – котельная с. Григорцево, общий вид

### 1.3 Тепловые сети и системы теплоснабжения

Тепловые сети являются локальными, транспортирующими тепловую энергию от котельных. Основным типом прокладки тепловых сетей в Пригородном сельском поселении является, подземная канальная. Все тепловые сети спроектированы и проложены до 1989 г. Основной теплоизоляционный материал – минеральная вата. В настоящее время состояние тепловой изоляции неудовлетворительное. Теплозащитные свойства такой теплоизоляции в 1,5 – 2 раза ниже, чем по нормативам. Локальные тепловые сети от котельных МУП «Пригородное ЖКХ» имеют суммарную протяженность 0,08 км (в 2-х трубном исчислении) при среднем наружном диаметре 108 мм. Реальный температурный график тепловых сетей составляет 95/70°C.

Сведения о материальных характеристиках тепловых сетей приведены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1

Участок теплосети	Диаметр трубопроводов, мм	Длина участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем воды, м <sup>3</sup>	Удельные теплопотери, ккал/ч*м	Нормативные теплопотери, Гкал/год
<b>С. Григорцево</b>						
Котельная-ТК 1	108	15	1,62	0,13	79,1	7,88
ТК 1-ТК 2	108	25	2,7	0,22	79,1	13,14
ТК 2-ТК 3	108	20	2,16	0,18	79,1	10,51
ТК 3-Ж.д.№4	57	23	1,31	0,06	58,3	8,85
<b>Итого</b>			<b>7,79</b>	<b>0,59</b>	<b>295,6</b>	<b>40,38</b>

Фактические тепловые потери через тепловую изоляцию с учетом ее технического состояния превышают нормативные на 30% и принимаются в размере:

$$Q_{\text{пот. и.}} = 40,38 * 1,3 = 52,5 \text{ Гкал/год.}$$

**«УТВЕРЖДАЮ»**  
 Директор МУП «Пригородное ЖКХ»  
 М.П. Соборнов А.Л.  
 «26» Сентября 2013 г.

**ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК КОТЕЛЬНОЙ № 19**  
**сетевой воды (95/70) на отопление при Тн расчетная – 31 °С**

№	Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе	Температура в обратном трубопроводе	Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе	Температура в обратном трубопроводе
1	+8	38	36	-13	67,5	51,5
2	+7	39,5	36,5	-14	69	52
3	+6	41	37	-15	70,5	53
4	+5	42	38	-16	72	54
5	+4	43	39	-17	73	54,5
6	+3	44,5	39,5	-18	74	55
7	+2	46	40	-19	75	56
8	+1	47	41	-20	76	57
9	0	48	42	-21	77,5	58
10	-1	49,5	42,5	-22	79	59
11	-2	51	43	-23	80,5	60
12	-3	52,5	43,5	-24	82	61
13	-4	54	44	-25	83,5	62
14	-5	55,5	45	-26	85	63
15	-6	57	46	-27	86,5	64
16	-7	58,5	47	-28	88	65
17	-8	60	48	-29	89	66
18	-9	61,5	49	-30	90	67
19	-10	63	50	-31		
20	-11	64,5	50,5			
21	-12	66	51			

Основные параметры работы тепловой сети отопления за год

Месяц	Температура грунта $t_{гр.}, ^\circ\text{C}$	Температура наружного воздуха $t_{н.в.}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в трубопроводах теплосети, $^\circ\text{C}$		Время работы за период, ч
			Подающий	Обратный	
Январь	3,9	-11,8	71,8	57,0	744
Февраль	3,1	-11,1	71,1	56,5	672
Март	2,7	-5,3	67,7	54,7	744
Апрель	1,8	3,2	59,8	47,8	720
Май	5,0	8,0	55,0	43,0	240
Июнь	–	–	–	–	–
Июль	–	–	–	–	–
Август	–	–	–	–	–
Сентябрь	–	–	–	–	–
Октябрь	10,6	3,2	59,8	47,8	744
Ноябрь	7,5	-2,9	65,9	52,9	720
Декабрь	5,1	-8,7	69,4	56,4	744
<b>ИТОГО</b>	<b>5,1</b>	<b>-4,0</b>	<b>66,0</b>	<b>52,8</b>	<b>5328</b>
			<b>59,4</b>		

Таблица 1.3.4

Удельные тепловые потери трубопроводами, спроектированными до 1989 года, ккал/ч\*м для типового температурного графика 95/70 °С

Dy, мм	Прокладка надземная			Прокладка по помещению			Прокладка подземная	Трубы неизолированные, прокладка по помещению	
	Обратный	Подающий	Обратн.+подающ.	Обратный	Подающий	Обратн.+подающ.		Обратн.+подающ.	Обратный
25	19,4	23,2	42,6	13,5	17,3	30,8	46,8	54,8	72,7
40	23,0	27,2	50,2	14,7	19,0	33,7	53,7	89,2	119,3
50	26,0	30,2	56,2	15,7	20,0	35,7	58,3	107,9	144,5
65	30,5	35,2	65,7	17,1	22,4	39,5	66,6	132,2	177,1
80	33,5	38,2	71,7	18,1	23,4	41,5	71,8	151,9	203,2
100	37,6	43,2	80,8	24,3	30,0	54,3	79,1	179,7	240,5
125	42,2	48,2	90,4	29,5	35,6	65,1	88,2	215,8	288,9
150	44,6	50,3	94,9	33,7	40,3	74,0	97,3	252,6	337,5
219	56,23	60,86	117,09				117,35		

Среднесезонные за отопительный период условия эксплуатации:

- температура наружного воздуха -3,9°С;
- температура грунта +5,0°С;
- температура теплоносителя в подающем трубопроводе 66,6°С;
- температура теплоносителя в обратном трубопроводе 54,8°С;
- средняя температура теплоносителя в подающем + обратном трубопроводе 60,7°С;
- разность температур теплоносителя в подающем трубопроводе и наружного воздуха 70,5°С;
- разность температур теплоносителя в обратном трубопроводе и наружного воздуха 58,8°С;
- разность средней температуры теплоносителя и грунта 55,7°С.

#### 1.4 Зоны действия источников теплоснабжения

Котельные МУП «Пригородное ЖКХ» географически расположены в центральной части села Григорцево. Котельная с. Григорцево обслуживает жилой фонд, Протяженность тепловых сетей от котельной составляет около 0,058 км. Средняя подключенная тепловая нагрузка на котельную с. Григорцево составляет 0,03 Гкал/ч.

Зоны действия источников теплоснабжения в соответствии с градостроительным планом сельского поселения изменению не подлежат, поскольку всё новое строительство планируется в усадебных многоквартирных жилых домах, которые будут иметь индивидуальное, преимущественно газовое отопление.

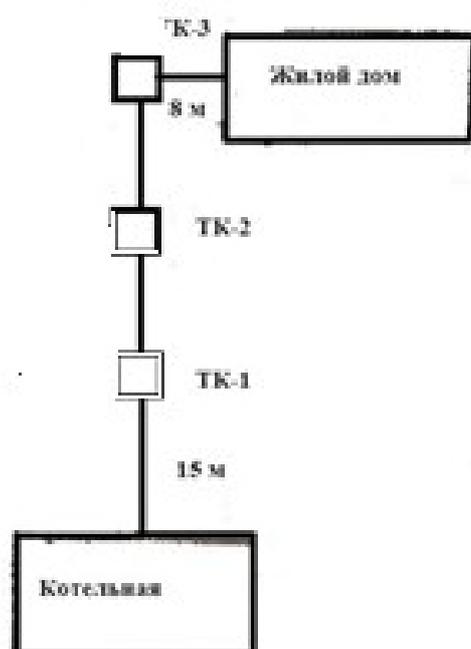
В целях расширения зон действия источников теплоты, привлечения новых потребителей теплоснабжающие организации вынуждены будут снижать себестоимость производства и передачи тепловой энергии, то есть тариф. Основными направлениями этой работы должны стать реконструкция котельных.

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии не осуществляется. Переоборудование котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не рассматривается

Схема тепловых сетей д. Григорцево



## Схема тепловых сетей с. Григорцево



## 1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зонах действия источников теплоснабжения

При отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления здания можно определить по укрупненным показателям:

$$Q_{0 \max} = \alpha * V * q_0 * (t_j - t_o) * (1 + K_{u.p.}) * 10^{-6} \quad (1)$$

где  $\alpha$  - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления  $t_o$  от  $t_o = -31$  °С, при которой определено соответствующее значение  $q_0$ ; по таблице 2 [39] принимается  $\alpha = 0,99$ ;

$V$  - объем здания по наружному обмеру, м<sup>3</sup>;

$q_0$  - удельная отопительная характеристика здания при  $t_o = -31$  °С, ккал/м<sup>3</sup>·ч·°С; принимается по таблице 4 (39);

$t_j$  - расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, °С;

$t_o$  - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, согласно СНиП 23-01-99(2003) [19], °С;  $t_o = -31$  °С.

$K_{u.p.}$  - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленной тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчетной для проектирования отопления.

Расчетный коэффициент инфильтрации  $K_{u.p.}$  определяется по формуле:

$$K_{u.p.} = 10^{-2} * \sqrt{(2 * g * L * \left(1 - \frac{273+t_o}{273+t_j}\right) + w_o^2)} \quad (2)$$

где  $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$L$  - свободная высота здания, м;

$w_o$  - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с; принимается по СНиП 23-01-99 [19].  $w_o = 4,9$  м/с

Средняя за отопительный период часовая нагрузка на отопление помещений здания определяется по формуле:

$$Q_{0 \text{ ср}} = Q_{0 \max} * \frac{t_j - t_{o \text{ ср}}}{t_j - t_o} \quad (3)$$

где  $t_{o \text{ ср}}$  - средняя температура наружного воздуха в местности, где расположено здание, согласно СНиП 23-01-99 [19], °С;  $t_{o \text{ ср}} = -3,9$  °С.

Максимальный часовой расход теплоты на приточную вентиляцию определяется по формуле:

$$Q_{\text{ч}}^{\text{в}} = q_{\text{в}} * V * (t_{\text{вн}} - t_{\text{нар}}) * 10^{-6} \quad (4)$$

где  $q_{\text{в}}$  - удельная вентиляционная характеристика здания (по справочным данным или расчету), Ккал/м<sup>3</sup>·час °С;

$V$  - объем здания по наружным размерам, м<sup>3</sup>;

$t_{\text{вн}}$  - температура внутри помещения принимается по СНиП 2.04.05-91 в зависимости от функционального назначения здания (корпуса), °С.

По данному СНиПу  $t_{\text{нар}}$  для расчета системы отопления и вентиляции принимается одного и того же значения.

Расчетная тепловая нагрузка на ГВС может быть определена по потреблению воды в час наибольшего водопотребления  $g_{\text{вmax}}$ :

$$Q_{0 \text{ ГВС}} = g_{\text{вmax}} * n_{\text{потр}} * \frac{g_{\text{ГВ}}}{1000} \quad (6)$$

принимается  $g_{\text{вmax}} = 10$  л/ч.

Таблица 1.5.1

## Список подключенных к тепловым сетям потребителей

№ п/п	Наименование, адрес потребителя	Тип потребителя (ж/дом, детсад, школа, соц. учреждение, адм. или произв. здание)	Тепловые нагрузки, Гкал/ч				
			Тепловые нагрузки, Гкал/ч	исходные	отопление	объем здания, м <sup>3</sup>	ГВС
<b>Котельные МУП «Пригородное ЖКХ»</b>							
<b>котельная д. Лаврово (наименование, адрес)</b>							
<b>котельная с. Григорцево (наименование, адрес)</b>							
6	С. Григорцево, Жилой фонд	Ж/д	0,03	0,03	1600	-	0,3
<b>ИТОГО:</b>			0,03	0,03	1600	-	0,03

Как следует из данных, у теплоснабжающей организации не существует дефицита в тепловой мощности теплоисточника. Проблема существует в устаревших теплопроводах, а также в неотлаженности гидравлического режима тепловых сетей.

В зоне действия котельной производственные зоны отсутствуют. Потребление тепловой энергии объектами осуществляется в виде отопления (горячая вода). Увеличение тепловой нагрузки на котельную в дальнейшем не предвидится.

### 1.6 Балансы располагаемой тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников теплоснабжения

Баланс располагаемой тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников теплоснабжения приведен в таблице 1.6.1. В скобках приведены значения сетевых потерь и затрат на собственные нужды теплоисточников.

Таблица 1.6.1

№ п/п	Показатели баланса	МУП «Пригородное ЖКХ»
1	Приход (Гкал/ч):	
1.1.	располагаемая мощность котлов	6,34
1.2.	резервная тепловая мощность	5,04
	итого приход	1,06
2	Расход:	
2.1.	тепловые нагрузки потребителей	0,03
2.2.	сетевые потери	0,001
2.3.	затраты на собственные нужды	0,02
2.4.	тепловая нагрузка на котлы	1,3
2.5.	резерв тепловой мощности	5,04

Как следует из приведенного баланса, у теплоснабжающей организаций имеется большой резерв установленной тепловой мощности котлов.

### 1.7 Балансы теплоносителя

Баланс теплоносителя в зонах действия источников теплоснабжения приведен в таблице 1.7.1. В балансе учтено наличие (отсутствие) водоподготовительных установок на котельных, а также объем теплоносителя в системах теплопотребления потребителей.

Таблица 1.7.1

#### Баланс теплоносителя в системах теплоснабжения, м<sup>3</sup>

№ п/п	Показатели баланса	МУП «Пригородное ЖКХ»
-------	--------------------	-----------------------

1	Приход:	
1.1.	от водоподготовительных установок	274,12
1.2.	из водопровода сырой воды	65,66
	итого приход	339,79
2	Расход:	
2.1.	объем теплоносителя в теплосетях в отопительный период, м <sup>3</sup>	25,51
2.2.	объем теплоносителя в теплосетях в неотопительный период (ГВС), м <sup>3</sup>	0
2.3.	отопительный период, ч	5328
2.4.	неотопительный период, ч	3432
2.5.	среднегодовой объем теплоносителя в теплосетях, м <sup>3</sup>	25,51
2.6.	расчетная тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч	1,06
2.7.	расчетная тепловая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	0
2.8.	среднегодовой объем теплоносителя в системах теплоснабжения	20,47
2.9.	объем теплоносителя в системах теплоснабжения, м <sup>3</sup>	45,98
2.10.	нормативные потери теплоносителя, м <sup>3</sup> /год	612,45
2.11.	Нормативные затраты на подпитку теплосетей, тыс. руб./год	16,14

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя, обусловленных утечкой теплоносителя, м<sup>3</sup>, определяются по формуле:

$$M_{у.н} = \alpha * V_{год} * n_{год} * 10^{-2} = m_{у.н.год} * n_{год} \quad (6)$$

где  $\alpha$  - норма среднегодовой утечки теплоносителя, установленная Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25 % среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети и подключенных к ней систем теплоснабжения, м<sup>3</sup>/ч·м<sup>3</sup>;

$V_{год}$  - среднегодовая емкость тепловой сети и систем теплоснабжения, м<sup>3</sup>;

$n_{год}$  - продолжительность функционирования тепловой сети и систем теплоснабжения в течение года, ч;

$m_{у.н.год}$  - среднечасовая за год норма потерь теплоносителя, обусловленных его утечкой, м<sup>3</sup>/ч.

Значение среднегодовой емкости тепловых сетей и присоединенных к ним систем теплоснабжения, м<sup>3</sup>, определяется формулой:

$$V_{год} = \frac{V_o * n_o + V_s * n_s}{n_o + n_s} = \frac{V_o * n_o + V_s * n_s}{n_{год}} \quad (7)$$

где  $V_o$  и  $V_s$  - емкость трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения в отопительном и неотопительном периодах, м<sup>3</sup>;

$n_o$  и  $n_s$  - продолжительность функционирования тепловой сети в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Емкость трубопроводов тепловых сетей определяется в зависимости от их удельного объема и длины:

$$V_{mc} = \sum_{i=1}^n v_{di} * l_{di} \quad (8)$$

где  $v_{di}$  - удельный объем  $i$ -го участка трубопроводов определенного диаметра, м<sup>3</sup>/км; принимается по таблице 6 Правил;

$l_{di}$  - длина  $i$ -го участка трубопроводов, км

Емкость систем теплоснабжения зависит от их вида и определяется по формуле:

$$V_{c.m.i} = \sum_{i=1}^n v * Q_o^n \quad (9)$$

где  $v$  - удельный объем системы теплоснабжения, м<sup>3</sup>·ч/Гкал; принимается по таблице 7 Правил в зависимости от вида нагревательных приборов, которыми оснащена система, и температурного графика регулирования отпуска тепловой энергии, принятого в системе теплоснабжения;

$n$  - количество систем теплоснабжения, оснащенных одним видом нагревательных приборов.

$$V_{c.t.п.} = 1,05 * 19,5 = 20,47 \text{ м}^3.$$

Суммарный объем системы теплоснабжения составит:

$$V_{с.т.с.} = 25,51 + 20,47 = 45,98 \text{ м}^3.$$

Тепловые нагрузки и объем тепловых сетей теплоснабжающей организации МУП «Пригородное ЖКХ» в перспективе изменению не подлежат, и до 2028 года баланс теплоносителя в системах теплоснабжения будет иметь вид, приведенный в таблице 1.7.1.

Градостроительным планом предусматривается увеличение тепловых нагрузок только в индивидуальном жилом секторе. Динамика роста тепловых нагрузок приведена в таблице 2.2.1.

$$M_{у.н.} = 0,0025 * 45,98 * 5328 = 612,45 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Перспективный баланс теплоносителя приведен в таблице 1.7.2.



## 1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Топливные балансы источников тепловой энергии за 2017 год приведены в таблице 1.8.1.

Таблица 1.8.1

Топливные балансы источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование потребителя	вид топлива	кол-во топлива, тыс.(м <sup>3</sup> )	кол-во топлива, т у.т.
	<b>Приход</b>			
	<b>МУП «Пригородное ЖКХ»</b>			
1	От ООО «НОВАТЭК-Кострома»	Природный газ	<b>252,2</b>	<b>287,3</b>
	<b>Итого приход:</b>		<b>252,2</b>	<b>287,3</b>
	<b>Расход</b>			
2	Котельная с. Григорцево	Природный газ	<b>252,2</b>	<b>287,3</b>
	<b>Итого расход</b>		<b>252,2</b>	<b>287,3</b>

## 1.9 Надежность теплоснабжения

Надежность теплоснабжения обеспечивают такие факторы, как

- наличие резерва тепловых мощностей на теплоисточниках;
- наличие резервных сетевых насосов;
- наличие резерва подогревателей ГВС на котельных;
- наличие системы поставок топлива и его запасов в размерах не менее нормативов;
- наличие соединительных линий (перемычек) между тепловыми сетями от разных теплоисточников;
- техническое состояние основного и вспомогательного оборудования на котельных;
- техническое состояние тепловых сетей и сооружений на них;
- техническое состояние тепловых узлов потребителей;
- техническое состояние трубопроводов внутридомовых разводок.

Оценка каждого из факторов надежности позволяет сделать следующие выводы:

- На котельной с. Григорцево установлено 4 котла, из них 3 рабочие. Это обеспечивает в случае выхода из строя одного из котлов обеспечить подключенные нагрузки не менее, чем на 100% (см. табл.1.2.1).
- На котельной установлено не менее 2-х сетевых насосов, что обеспечивает надежность в подаче теплоносителя потребителям. Все насосы имеют запас по расходу теплоносителя.
- Техническое состояние основного и вспомогательного оборудования на муниципальных котельных, в целом, можно признать удовлетворительным. Сетевые насосы имеют значительный физический износ (кроме насоса 1К 100-80-160, который установлен перед отопительным сезоном на котельной с. Григорцево), их фактические параметры никто не определял.
- Техническое состояние многих участков тепловых сетей не обеспечивает энергоэффективность процесса транспортировки теплоносителя. По причине физического износа тепловой изоляции фактические тепловые потери значительно превышают нормативные.

### 1.10 Управляемость систем теплоснабжения

В соответствии со статьей 6. ФЗ-190 к полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относятся:

- 1) организация обеспечения надежного теплоснабжения потребителей на территориях поселений, городских округов, в том числе принятие мер по организации обеспечения теплоснабжения потребителей в случае неисполнения теплоснабжающими организациями или теплосетевыми организациями своих обязательств либо отказа указанных организаций от исполнения своих обязательств;
- 2) рассмотрение обращений потребителей по вопросам надежности теплоснабжения в порядке, установленном правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации;
- 3) реализация полномочий в области регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;
- 4) выполнение требований, установленных правилами оценки готовности поселений, городских округов к отопительному периоду, и контроль за готовностью теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций, отдельных категорий потребителей к отопительному периоду;
- 5) согласование вывода источников тепловой энергии, тепловых сетей в ремонт и из эксплуатации;
- 6) утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации;
- 7) согласование инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Управление системой теплоснабжения производит администрация Нерехтского муниципального района. Для оперативного решения вопросов создана единая дежурно-диспетчерская служба (ЕДДС). В ее полномочия входит принятие оперативных решений по функционированию систем теплоснабжения района, в том числе по ликвидации повреждений, инцидентов и аварийных ситуаций. Распоряжения ЕДДС обязательны к исполнению всеми теплоснабжающими организациями района.

Контроль за работой и состоянием систем теплоснабжения осуществляет также глава сельского поселения.

### 1.11 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций

Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций приведены в таблице 1.11.1.

Таблица 1.11.1

Техничко-экономические показатели теплоснабжающей организаций за 2017 год, Гкал/год

Наименование теплоснабжающих организаций		Производство теплоэнергии	Затраты на СН	Отпуск теплоэнергии	Сетевые потери	Реализация
МУП «Пригородное ЖКХ»	Факт	1253	33	1220	296	924
	<b>Итого</b>	1253	33	1220	296	924

\*в том числе на собственные объекты

Таблица 1.11.2

## Технико-экономические показатели теплоснабжающих организаций, Гкал/год

Наименование теплоснабжающих организаций		Потребление топлива		Удельный расход топлива кгу.т./Гкал	Доход от реализации, тыс. руб.
		Природный газ, тыс. м <sup>3</sup>	т у.т.		
МУП «Пригородное ЖКХ»	Григорцево	252,2	287,3	229	2520
<b>Итого</b>	<b>Факт</b>	252,2	287,3	229	2520

Анализ технико-экономических показателей позволяет сделать следующие выводы:

- фактические значения производства, отпуска и реализации тепловой энергии по котельным МУП «Пригородное ЖКХ» ниже расчетно-плановых, основанных на реальных тепловых нагрузках.

### 1.12 Тарифы на тепловую энергию и воду

Установленные на 2017 год тарифы на тепловую энергию и воду приведены в таблице 1.12.1.

Таблица 1.12.1

№ п/п	Наименование теплоснабжающих и водоснабжающих организаций	Тепловая энергия, руб./Гкал	Питьевая вода, руб./м <sup>3</sup>
1	МУП «Пригородное ЖКХ»	2728	-

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию приведена в таблице 1.12.2.

Таблица 1.12.2

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию для теплоснабжающих организаций Гридинского сельского поселения в период с 2016 по 2018 год, руб./Гкал

Наименование теплоснабжающих организаций	с 2015	2016	с 2017
МУП «Пригородное ЖКХ»	2527	2633	2728

### 1.13 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения сельского поселения

#### МУП «Пригородное ЖКХ»:

Малое значение подключенной тепловой нагрузки на котельную, а, следовательно, и малый доход от ее эксплуатации. Поэтому высока доля заработной платы в себестоимости продукции и велик тариф.

Практически полный физический и моральный износ большей части котлов. Их реальная тепловая мощность не превышает 80% от паспортной, и велика вероятность выхода таких котлов из строя, особенно при больших нагрузках в наиболее холодное время.

Значительный физический износ сетевых насосов и их электродвигателей, несоответствие параметров насосов установленным котлам и подключенным нагрузкам.

Недостаточное содержание водоподготовительного оборудования, в результате внутренние поверхности труб котлов и теплосетей зарастают отложениями солей жесткости и грязью. По этой причине котлы не выдают паспортной теплопроизводительности, ухудшается гидравлический режим теплосетей. Сроки эксплуатации котлов и трубопроводов теплосетей значительно снижаются.

Не отлаженность гидравлического режима локальных тепловых сетей. В результате имеет место повышенный расход электроэнергии на привод сетевых насосов и «недотоп» конечных потребителей.

Отсутствие тепловой изоляции трубопроводов и аппаратов в пределах котельных, что создает сверхнормативные затраты на собственные нужды теплоисточников.

Значительный физический износ тепловой изоляции тепловых сетей, что создает сверхнормативные потери при передаче тепловой энергии потребителям.

Отсутствие приборов учета отпускаемой с котельных и получаемой потребителями тепловой энергии (кроме некоторых объектов, например школ), что не позволяет определить фактические объемы отпуска и реализации услуг по теплоснабжению.

## 2 Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

### 2.1 Структура тепловых нагрузок в рамках зон действия источников тепловой энергии. Перспективные тепловые нагрузки по градостроительному плану

Структура существующих тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии приведена в таблице 1.5.1. Увеличение этих нагрузок согласно градостроительному плану в ближайшей и отдаленной перспективе не ожидается.

Всё новое строительство планируется в усадебных многоквартирных жилых домах, которые будут иметь индивидуальное отопление. Площадь квартир в домах с индивидуальным теплоснабжением составляет 76100 м<sup>2</sup>. Прирост этой площади планируется в объеме 6840 м<sup>2</sup>/год. Для двухэтажных жилых домов с отапливаемой площадью 100 м<sup>2</sup> нормативный расход тепловой энергии на отопление составляет 120 кДж/(м<sup>2</sup>\*°С\*сут.) или 186,3 кВт\*ч/м<sup>2</sup> (1кДж=0,278Вт\*ч, для Пригородного градуса-сутки отопительного периода ГСОП=222\*(19+3,9)=5083,8).

Дополнительное потребление тепловой энергии может быть рассчитано по формуле:

$$\Delta Q = Q_{0.от} * n_{от} * \frac{(t_{вн} - t_{ср.от})}{(t_{вн} - t_p)} + Q_{ГВС} \text{ Гкал/год} \quad (10)$$

- где  $Q_{0.от}$  - расчетная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч;  
 $n_{от}$  - продолжительность отопительного периода, ч;  
 $t_{вн}$  - расчетная средняя температура воздуха в помещениях, °С;  
 $t_{ср.от}$  - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С;  
 $t_p$  - расчетная температура наружного воздуха за отопительный период, °С;  
 $Q_{ГВС}$  - расчетная тепловая нагрузка на ГВС, Гкал/год;

Потребление тепловой энергии на ГВС может быть рассчитано по формуле:

$$Q_{ГВС} = g_{ГВ} * n_{потр} * n_{ГВС} * \frac{q_{ГВ}}{1000} \text{ Гкал/год} \quad (11)$$

- где  $g_{ГВ}$  - норма потребления горячей воды на 1 чел. л/сут.,  $g_{ГВ} = 105$  л/сут.;  
 $n_{потр}$  - число потребителей (жителей), чел.;  
 $q_{ГВ}$  - количество тепловой энергии для нагрева 1 м<sup>3</sup> воды, Гкал;  
 принимается  $q_{ГВ} = 0,05$  Гкал/м<sup>3</sup>  
 $n_{ГВС}$  - период ГВС, сут./год; принимается  $n_{ГВС} = 365$  сут./год

Расчетная тепловая нагрузка на ГВС может быть определена по потреблению воды в час наибольшего водопотребления  $g_{гв\max}$ :

$$Q_{огвс} = g_{гв\max} * n_{потр.} * q_{гв} / 1000 \text{ Гкал/ч}$$

принимается  $g_{гв\max} = 10 \text{ л/ч}$ .

Для всего прироста площадей индивидуальной застройки увеличение потребления тепловой энергии на отопление будет составлять:

$$\Delta Q_{инд.от.} = 186,3 * 6840 = 1274292 \text{ кВт*ч/год} = 1274,3 \text{ МВт*ч/год} = 1095,9 \text{ Гкал/год.}$$

Прирост среднечасовой тепловой нагрузки на отопление составит:

$$\Delta Q_{0инд.от.} = 1095,9 / 5328 = 0,2 \text{ Гкал/ч;}$$

Прирост расчетной (максимальной) тепловой нагрузки на отопление составит:

$$\Delta Q_{0инд.от.} = 0,2 * (19 + 31) / (19 + 3,9) = 0,44 \text{ Гкал/ч;}$$

При средней обеспеченности жилой площадью  $40 \text{ м}^2/\text{чел.}$  увеличение числа жителей в индивидуальных домах составит:  $6840 / 40 = 171 \text{ чел./год}$ .

Увеличение потребления горячей воды составит:

$$\Delta V_{г.} = 105 * 171 = 17955 \text{ л/сут.} = 17,955 \text{ м}^3/\text{сут.} = 6553,575 \text{ м}^3/\text{год,}$$

Что соответствует увеличению потребления тепловой энергии на ГВС на величину:

$$\Delta Q_{гвс} = 2337,825 * 0,05 = 327,671 \text{ Гкал/год.}$$

Тепловая нагрузка на ГВС в час наибольшего водопотребления составит:

$$\Delta Q_{0гвс} = 10 * 171 * 0,05 / 1000 = 0,08 \text{ Гкал/ч}$$

Ежегодный прирост расчетной (максимальной) тепловой нагрузки на отопление и ГВС составит:

$$\Delta Q_{0инд.от.+гвс} = 0,44 + 0,08 = 0,52 \text{ Гкал/ч}$$

В абсолютном выражении прирост потребления тепловой энергии составит:

$$\Delta Q_{инд.от.+гвс} = 1095,9 + 327,67 = 1423,57 \text{ Гкал/год}$$

Существующее потребление тепловой энергии на отопление имеющегося индивидуального жилого фонда составляет:

$$Q_{инд.от.} = 186,3 * 76100 = 14177430 \text{ кВт*ч/год} = 14177,43 \text{ МВт*ч/год} = 12192,58 \text{ Гкал/год}$$

Расчетная тепловая нагрузка на отопление имеющегося индивидуального жилого фонда составляет:

$$Q_{0инд.от.} = (3912,62 / 5328) * (19 + 31) / (19 + 3,9) = 4,99 \text{ Гкал/ч.}$$

При отсутствии газовых водонагревателей горячее водоснабжение индивидуального жилого фонда не производится.

Исходные данные и результаты вычислений перспективного потребления тепловой энергии приведено в таблице 2.2.1

## **2.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя**

Поскольку увеличения потребителей к источнику тепловой энергии не предвидится, то нормативные потери теплоносителя останутся на прежнем уровне. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя приведены в таблице 1.7.2.

## 2.3 Расчет перспективного потребления тепловой энергии

Таблица 2.3.1

Показатели	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
Площадь ожидаемого строительства, тыс. м <sup>2</sup>	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99
Площадь жилых помещений в инд. домах, тыс. м <sup>2</sup>	76,1	82,09	88,08	94,07	100,6	106,5	112,04	118,03	124,02	130,1	136	141,99	147,98	153,97	159,96
Количество жителей в инд. домах, чел	2156	2327	2498	2669	2840	3011	3182	3353	3524	3695	3866	4037	4208	4379	4550
Потребление тепловой энергии от котельных, Гкал/год	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6
Потребление тепловой энергии на ГВС, Гкал/год	4102,5	4528,8	4955	5381,3	5807,5	6233,8	6660	7086,2	7512,5	7938,7	8364,9	8791,2	9217,4	9643,7	10069,9
Расчетные тепловые нагрузки на ГВС, Гкал/ч	0,77	0,85	0,93	1,01	1,09	1,17	1,25	1,33	1,41	1,49	1,57	1,65	1,73	1,81	1,89
Расчетные тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	4,99	5,43	5,87	6,31	6,75	7,19	7,63	8,07	8,51	8,95	9,39	9,83	10,27	10,71	11,15
Расчетные тепловые нагрузки суммарные, Гкал/ч	5,76	6,28	6,8	7,32	7,84	8,36	8,88	9,4	9,92	10,44	10,96	11,48	12	12,52	13,04
Увеличение потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию, Гкал/год	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6	1423,6
Потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию, Гкал/год	12192,3	13615,9	15039,4	16463	17886,6	19310,1	20733,7	22157,3	23580,8	25004,4	26428	27851,5	29275,1	30698,7	32122,3
Перспективное потребление тепловой энергии всего, Гкал/год	12192,3	13615,9	15039,4	16463	17886,6	19310,1	20733,7	22157,3	23580,8	25004,4	26428	27851,5	29275,1	30698,7	32122,3
в т.ч. потребителями															
МУП «Пригородное ЖКХ»	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6	1697,6
В инд. секторе	10768,7	11918,2	13341,8	14765,4	16189	17612,5	19036,1	20459,7	21883,2	23306,8	24730,4	26154	27577,5	29001,1	30424,7



### 3.2 Гидравлический расчет магистральных выводов источников тепловой энергии

Цель гидравлического расчета выводных участков источников тепловой энергии — определить их пропускную способность и требуемый диаметр для обеспечения подключенных на данный вывод тепловых нагрузок.

Расчетный расход теплоносителя, т/ч на выводном участке рассчитывается по формуле:

$$G_p = g_p * Q_o, \text{ т/ч} \quad (12)$$

где  $g_p$  - удельный расход теплоносителя, т/ч\*(Гкал/ч); составляет:

- для температурного сетевого графика 95/70°C  $g_p = 50$  т/ч\*(Гкал/ч);

$Q_o$  - суммарная расчетная тепловая нагрузка на данный вывод с теплоисточника, Гкал/ч; принимается из таблицы 1.5.1 с учетом сетевых потерь тепловой энергии, значение которых принимается из таблицы 1.3.1.

Требуемый диаметр вывода, мм рассчитывается по формуле:

$$D_p = 1000 * \sqrt{\frac{4 * G_p}{\pi * 1,3 * 3600}} \text{ мм}; \quad (13)$$

где 1,3 — допустимая скорость течения сетевой воды в трубопроводах, м/с;

Исходные данные и результаты гидравлического расчета выводов источников тепловой энергии приведены в таблице 3.2.1.

Анализ полученных расчетов позволяет сделать следующие выводы:

1) По МУП «Пригородное ЖКХ» все выводы имеют достаточный диаметр. У некоторых тепловых камер диаметр выводов значительно завышен, что следует учитывать при перекладке головных и промежуточных участков теплосетей по причине их износа.

Таблица 3.2.1

Исходные данные и результаты гидравлического расчета выводов источников тепловой энергии

Наименование теплоснабжающих организаций, котельных, выводов	Сетевой график, °С	Расчетная тепловая нагрузка на вывод, Гкал/ч	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Требуемый диаметр вывода, мм	Фактический диаметр вывода, мм
<b>МУП «Пригородное ЖКХ»</b>					
Котельная с. Григорцево	95/70	0,03	3	50,0	150
<b>Итого</b>		0,03	3	50,0	150

Таблица 3.2.2

Исходные данные и результаты гидравлического расчета выводов источников тепловой энергии

	Нагрузка, Гкал/ч	Расчетный расход G, т/ч	диаметр, мм	диаметр фактический, мм
Котельная с. Григорцево				
ТК-3-Ж.д.№4	0,03	1,5	20,2	57

## 4 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

### 4.1 Проблемы в организации теплоснабжения существующих и перспективных потребителей

Нерационально-подобранные характеристики насосов на котельной, повышенные потери в тепловых сетях приводят к некачественной поставке тепловой энергии потребителям. В 2013 году отпуск тепловой энергии составил 4248,94 Гкал. В то же время потребление электрической энергии в 2013 году составило 48079 кВт/ч, природного газа (д. Лаврово - 262,99 тыс. м<sup>3</sup>, с. Григорцево - 342,517 тыс. м<sup>3</sup>, в сумме по двум котельным 605,5 тыс. м<sup>3</sup>). Причина заключается в том, что реальный КПД котлов и котельных, в целом, значительно ниже принятых для расчета тарифа и нормативных потерь. Реальный удельный расход топлива на отпуск теплоты составит:

$$b_{\text{от.ф.}} = (262,99 * 1,154 * 1000) / 1869,5 = 162,99 \text{ кг у.т./Гкал. (д. Лаврово)}$$

Реальный удельный расход топлива на отпуск теплоты составляет:

$$b_{\text{от.пл.}} = (342,51 * 1,154 * 1000) / 2379,44 = 166,11 \text{ кг у.т./Гкал. (с. Григорцево)}$$

Абсолютные и удельные расходы электроэнергии на производство теплоты приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1

Удельный расход электроэнергии на производство теплоты

Наименование теплоснабжающих организаций	Вид показателя	Производство тепловой энергии, Гкал	Потребление электроэнергии, кВт*ч	Удельный расход электроэнергии на производство теплоты, кВт*ч/Гкал
МУП «Пригородное ЖКХ»	Факт	1253	112870	90

\*данные предоставлены МУП «Пригородное ЖКХ» за 4 месяца 2013-го года.

При отраслевом нормативе расхода электроэнергии на производство тепловой энергии для данного типа котельных в 20 кВт\*ч/Гкал в МУП «Пригородное ЖКХ» и плановый и, тем более, фактический показатели превышают это норматив. Причина заключается в том, что сетевые насосы котельной завышены по подаче, напору и в целом по мощности. Отсутствие наладки гидравлического режима тепловых сетей требует увеличения параметров сетевых насосов, чтобы обеспечить нормальное теплоснабжение удаленных потребителей.

Малые тепловые нагрузки, а следовательно, и малый объем реализации тепловой энергии, высокая стоимость топлива, сверхнормативные затраты электрической энергии, высокая доля заработной платы и другие факторы делают себестоимость и тариф на тепловую энергию от этой теплоснабжающей организации одним из самых высоких в регионе.

#### 4.2 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Увеличение тепловых нагрузок у существующей котельной не предвидится.

Стратегическими направлениями в реконструкции котельной должны стать:

- замена котлов на современные энергоэффективные;
- ремонт всех тепловых сетей с заменой тепловой изоляции(по мере выхода из строя старых сетей);
- наладка гидравлического режима всех тепловых сетей с целью обеспечения подачи теплоносителя потребителям в соответствии с их тепловыми нагрузками и с меньшими затратами электроэнергии;
- замена сетевых насосов на котельных с целью обеспечения требуемой суммарной подачи теплоносителя при минимальных затратах электроэнергии;
- установка приборов учета потребляемых ресурсов и отпускаемой тепловой энергии;

Затраты на реконструкцию котельной включают в себя приобретение, монтаж и пуско-наладку котлов, водоподготовительных установок, установку приборов учета, расчет и наладку гидравлического режима тепловых сетей.

Эффект от произведенной реконструкции котельной будет заключаться в сокращении расхода топлива и финансовых затрат на его приобретение, уменьшение тепловых потерь при передаче тепловой энергии. При реконструкции котельных в автономные газовые, будет также иметь место сокращение обслуживающего персонала и затрат на его содержание.

КПД новых котлов, работающих на природном газе, по данным заводов-изготовителей принимается 92%.

Замена тепловой изоляции с применением современных эффективных теплоизоляционных материалов и выполненная в соответствии со СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» позволит уменьшить нормативные потери в теплосетях, как минимум, на 30%. Замену целесообразно проводить, по мере выхода из строя участков старых теплосетей.

Таблица 4.2.1

Цены на полуцилиндры из ППУ, руб./м

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина теплоизоляции, мм	Без покрытия	Покрытие фольга
32	40	166	178
45	40	183	191
57	40	188	206
76	40	224	243
89	40	240	264
108	40/50	260/330	285/362
114	40	264	292
133	40	284	317

Затраты на вспомогательные изоляционные материалы (антикоррозионная мастика, клей, бандажная

лента, ПВХ-пленка) принимаются в размере 20% от стоимости теплоизоляции. Трудозатраты на проведение теплоизоляционных работ не учитываются, поскольку работы должны выполняться эксплуатационным персоналом в порядке текущей эксплуатации.

При проведении работ по замене теплоизоляции старая теплоизоляция удаляется, трубы очищаются от ржавчины и покрываются антикоррозионной мастикой. На элемент теплоизоляции (скорлупу) применяется не менее 3-х хомутов: 2 хомута по краям и 1 хомут посередине скорлупы.

Наладка гидравлического режима тепловых сетей позволит перейти на сетевые насосы меньшей мощности и, тем самым, сократить потребление электрической энергии. Для проведения наладки на тепловых вводах потребителей следует установить регулируемую арматуру: дисковые затворы или шаровые краны. По переносному расходомеру с помощью регулирующей арматуры выставляется требуемый расход теплоносителя, который должен быть не менее расчетного, но и не более расчетного на 10%. Наладку следует начинать с ближних к котельной потребителей.

Таблица 4.2.2

## Расчет эффективности реконструкции котельных. Замена котлов.

Наименование котельной	Существующие котлы	Кол-во	Тепловая нагрузка	Отпуск тепловой энергии	Предлагаемые к установке котлы		Сокращение потребления		Затраты по замене котлов	Срок окупаемости
					Марка	Кол-во	ФОТ	топлива		
			Гкал/ч	Гкал/год			тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	лет
<b>МУП «Пригородное ЖКХ»</b>										
Котельная с. Григорцево	Братск 1Г	4	0,6	1253	1. <i>КВ-ГМ-0,5</i> 2. <i>КВ-ГМ-0,35</i>	1 1	643,12	55,34	2178,64	3,2
<b>Итого</b>			0,6	1253		<b>2</b>	<b>643,12</b>	<b>55,34</b>	<b>2178,64</b>	<b>3,2</b>

\*с учетом затрат на две водоподготовительные установки, в размере 400 тыс. руб.

Таблица 4.2.3

## Расчет эффективности реконструкции котельных. Замена сетевых насосов

Наименование котельной	Существующие используемые сетевые насосы			Предлагаемый к установке насос	Сокращение потребления электроэнергии в год		Затраты по замене насосов	Срок окупаемости
	марка	кВт	кол-во		тыс. кВт*ч	тыс. руб.		
<b>МУП «Пригородное ЖКХ»</b>								
Котельная с. Григорцево	К-90/55	18,5	1	КМ-80-50-200а	39,96	177,82	50	0,28
	1К 100-80-160	15	1	КМ-80-50-200а	21,31	94,82	50	0,52
<b>Итого:</b>		<b>89</b>	<b>4</b>		<b>141,19</b>	<b>628,28</b>	<b>200</b>	<b>0,4</b>

МУП «Пригородное ЖКХ» обеспечивает теплоснабжение жилого дома. Тепловые сети подлежат наладке гидравлического режима, особенно после уменьшения мощности сетевого насоса. В соответствии с Прейскурантом №26-05-204-01, ч.3, книга 2 «Наладка энергетического оборудования» и утвержденным индексом к данному прейскуранту в размере 48,3 общая стоимость работ по расчету гидравлического режима и оказанию помощи по его внедрению будет составлять 145,6 тыс. руб. Эти необходимые затраты также следует учитывать при определении объема инвестиций и их эффективности.

Таблица 4.2.4

## Расчет эффективности реконструкции котельных. Сводная таблица.

Наименование котельной	Затраты по замене котлов	Затраты по замене насосов	Всего затрат	Сокращение ФОТ	Сокращение потребления топлива	Сокращение потребления электроэнергии в год		Всего экономия	Срок окупаемости
						тыс. кВт*ч	тыс. руб.		
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс.руб.	тыс. руб.	тыс. кВт*ч	тыс. руб.	Тыс. руб.	лет
Котельная с. Григорцево	2178,64	100	2278,64	643,12	55,34	61,27	272,65	971,11	2,4
<b>Итого</b>	<b>4357,28</b>	<b>200</b>	<b>4557,2</b>	<b>1125,28</b>	<b>97,8</b>	<b>239,75</b>	<b>628,28</b>	<b>1851,37</b>	<b>2,6</b>

\*с учетом затрат на наладку тепловых сетей в размере 145,6 тыс. руб.

Суммарный объем инвестиций по МУП «Пригородное ЖКХ» оценивается в сумму: 4557,28+145,6 =4702,88 тыс. руб.

Простой срок окупаемости затрат составит:  $T_{ок.} = 2,6$  года.

При пользовании банковским кредитом срок окупаемости увеличится до 4 лет.

**Расчет эффективного радиуса теплоснабжения от котельной МУП «Пригородное ЖКХ»**

*Эффективный радиус 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. Иными словами, эффективный радиус теплоснабжения определяет условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно по причинам роста совокупных расходов в указанной системе. Учет данного показателя позволит избежать высоких потерь в сетях, улучшит качество теплоснабжения и положительно скажется на снижении расходов.

Методика расчета эффективного радиуса теплоснабжения основывается на определении допустимого расстояния от источника тепла двухтрубной теплотрассы с заданным уровнем потерь и состоит из следующих задач.

1. Расчет нормативных тепловых потерь тепловой энергии в тепловых сетях котельной

Таблица 4.2.5

## Сведения о материальных характеристиках тепловых сетей МУП «Пригородное ЖКХ»

Участок теплосети	Диаметр трубопроводов, мм	Длина участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем воды, м <sup>3</sup>	Удельные теплопотери, ккал/ч*м	Нормативные теплопотери, Гкал/год
<b>С. Григорцево</b>						
Котельная-ТК 1	108	15	1,62	0,13	79,1	7,88
ТК 1-ТК 2	108	25	2,7	0,22	79,1	13,14
ТК 2-ТК 3	108	20	2,16	0,18	79,1	10,51
ТК 3-Ж.д.№4	57	23	1,31	0,06	58,3	8,85
<b>Итого</b>			<b>7,79</b>	<b>0,59</b>	<b>295,6</b>	<b>40,38</b>

Фактические тепловые потери через тепловую изоляцию с учетом ее технического состояния превышают нормативные на 30% и принимаются в размере:

$$Q_{пот. и.} = 40,38 * 1,3 = 52,5 \text{ Гкал/год.}$$

2. Заданный уровень потерь в тепловых сетях муниципальной котельной

Нормативные тепловые потери через тепловую изоляцию составляют 40,38 Гкал/год. Отпуск тепловой энергии составляет 1220 Гкал/год. Таким образом, доля потерь тепловой энергии будет составлять:

$$\frac{40,38}{1220} * 100\% = 3,5\%$$

-для котельной с. Григорцево.

Для включения в расчет тарифа всего объема реальных тепловых потерь теплоснабжающей организации необходимо выполнить расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии и приложить этот расчет к расчету тарифа

Эффективным является такой радиус теплоснабжения для мелких котельных, когда уровень потерь составляет до 15%.

При замене тепловой изоляции с применением современных эффективных теплоизоляционных материалов и выполненная в соответствии со СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (см. таблицу 4.2.1), нормативные потери снизятся на 30%, доля потерь тепловой энергии будет составлять:

$$\frac{28}{1220} * 100\% = 2,2\%$$

- для котельной с. Григорцево.

## 5 Оценка надежности и безопасности теплоснабжения

### 5.1 Сведения об отказах в системах теплоснабжения

Отказов в работе систем теплоснабжения за 2013 год не было. Это связано с безотказной работой оборудования и подготовкой к отопительному сезону.

### 5.2 Расчет показателей надежности систем теплоснабжения

В соответствии с МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендаций по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации» интенсивность отказов ( $p$ ) определяется за год по следующей зависимости:

$$p = \sum M_{от} * \frac{n_{от}}{t_{п} * M_{п}} \quad (14)$$

где  $M_{от}$  - материальная характеристика участков тепловой сети, выключенных из работы при отказе (кв. м);

$n_{от}$  - время вынужденного выключения участков сети, вызванное отказом и его устранением (ч);

$t_{п} * M_{п}$  - произведение материальной характеристики тепловой сети данной системы теплоснабжения на плановую длительность ее работы за заданный период времени (обычно за год).

Величина материальной характеристики тепловой сети, состоящей из  $n$  участков, представляет собой сумму произведений диаметров подводящих и отводящих трубопроводов на их длину.

Для МУП «Пригородное ЖКХ» материальная характеристика всех участков тепловой сети составляет 186,97 м<sup>2</sup>.

Относительный аварийный недоотпуск тепла ( $q$ ) определяется по формуле:

$$q = \frac{Q_{ав}}{\Delta Q} \quad (15)$$

где  $\Delta Q_{ав}$  - аварийный недоотпуск тепла за год, Гкал;

$Q$  - расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год, Гкал.

Для оценки надежности систем коммунального теплоснабжения могут использоваться частные и общие критерии, характеризующие состояние электро-, водо-, топливоснабжения источников тепла, соответствие мощности теплоисточников и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам, техническое состояние и резервирование тепловых сетей.

Надежность электроснабжения источников тепла ( $K_3$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии второго ввода или автономного источника электроснабжения  $K_3 = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного электропитания при мощности отопительной котельной (Гкал/ч):  
до 5,0 -  $K_3 = 0,8$ ;

5,0 - 20 -  $K_3 = 0,7$ ;

свыше 20 Гкал/ч -  $K_3 = 0,6$ .

Надежность водоснабжения источников тепла ( $K_в$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии второго независимого водовода, артезианской скважины или емкости с запасом воды на 12 часов работы отопительной котельной при расчетной нагрузке  $K_в = 1,0$ ;

- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности отопительной котельной (Гкал/ч):

до 5,0 -  $K_в = 0,8$ ;

5,0 - 20 -  $K_в = 0,7$ ;

свыше 20 -  $K_в = 0,6$ .

Надежность топливоснабжения источников тепла ( $K_т$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива  $K_т = 1,0$ ;

- при отсутствии резервного топлива;

- при мощности отопительной котельной (Гкал/ч):

до 5,0 -  $K_т = 1,0$ ;

5,0 - 20 -  $K_т = 0,7$ ;

свыше 20 -  $K_т = 0,5$ .

Одним из показателей, характеризующих надежность системы коммунального теплоснабжения, является соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей ( $K_6$ ).

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

до 10 -  $K_6 = 1,0$ ;

10 - 20 -  $K_6 = 0,8$ ;

20 - 30 -  $K_6 = 0,6$ ;

свыше 30 -  $K_6 = 0,3$ .

Одно из важнейших направлений повышения надежности систем коммунального теплоснабжения - резервирование источников тепла и элементов тепловой сети путем их кольцевания или устройства перемычек.

Уровень резервирования ( $K_р$ ) вычисляется как отношение резервируемой на уровне центрального теплового пункта (квартала; микрорайона) расчетной тепловой нагрузки к сумме расчетных тепловых нагрузок (%) подлежащих резервированию потребителей, подключенных к данному тепловому пункту:

90 - 100 -  $K_р = 1,0$ ;

70 - 90 -  $K_р = 0,7$ ;

50 - 70 -  $K_р = 0,5$ ;

30 - 50 -  $K_р = 0,3$ ;

менее 30 -  $K_р = 0,2$ .

Согласно СНиП 2.04.07-86 "Тепловые сети" при проектировании тепловых сетей подземной прокладки в непроходных каналах и при бесканальной прокладке должно предусматриваться резервирование подачи тепла в зависимости от климатических условий и диаметров трубопроводов (табл. 5.2.1).

Таблица 5.2.1

Минимальный диаметр трубопровода, мм	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С				
	-10	-20	-30	-40	-50
Допускаемое снижение подачи тепла, %					
300	x <sup>1</sup>	x	x	x	50
400	x	x	x	50	60
500	x	x	50	60	70
600	x	50	60	70	80
700 и более	50	60	70	80	90

Рекомендуется предусматривать 100%-ное резервирование (с отнесением к потребителям тепла первой категории) жилых микрорайонов в городах (населенных пунктах) при расчетных температурах наружного воздуха для проектирования отопления:

Температура наружного воздуха, °С

Ниже -40

-40 - -31

-30 - -21

Численность населения, тыс. чел.

До 2,0

2,0 - 5,0

5,0 - 10,0

<sup>1</sup> Примечание: x - резервирование не требуется.

-20 - -11  
Выше -10

10,0 - 20,0  
20,0 - 50,0

При нескольких источниках тепла должна быть проанализирована возможность работы их на единую тепловую сеть. В случае аварии на одном из источников тепла имеется возможность частичного обеспечения потребителей тепловой энергией из единой тепловой сети за счет других источников тепла.

Надежность системы теплоснабжения может быть повышена устройством перемычек между магистральными сетями, проложенными радиально от одного или разных источников теплоты.

Перемычки используются как в нормальном, так и в аварийном режимах работы. Они позволяют обеспечить непрерывное теплоснабжение и значительно снизить недоотпуск тепла при аварии. Количество и диаметры перемычек определяются исходя из режима резервирования при сниженном расходе теплоносителя в соответствии с данными табл. 1.7.1.

При переходе на крупные источники тепла мелкие котельные, находящиеся в технически исправном состоянии, целесообразно оставлять в резерве.

Существенное влияние на надежность системы теплоснабжения имеет техническое состояние тепловых сетей, характеризующее наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов ( $K_c$ ):

Доля ветхих сетей, %	Коэффициент $K_c$
До 10	1,0
10 - 20	0,8
20 - 30	0,6
Свыше 30	0,5

Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ( $K_{над}$ ) определяется как средний по частным показателям  $K_3$ ,  $K_в$ ,  $K_т$ ,  $K_б$ ,  $K_р$  и  $K_c$ :

$$K_{над} = \frac{K_3 + K_в + K_т + K_б + K_р + K_c}{n} \quad (16)$$

Где  $n$  - число показателей, учтенных в числителе.

Общий показатель надежности системы коммунального теплоснабжения города (населенного пункта) определяется:

$$K_{над}^{сист} = \frac{Q_1 * K_{над}^{сист1} + \dots + Q_n * K_{над}^{сист n}}{Q_1 + Q_n} \quad (17)$$

где  $K_{над}^{сист1}$ ,  $K_{над}^{сист n}$  - значения показателей надежности систем теплоснабжения кварталов, микрорайонов города;

$Q_1$ ,  $Q_n$  - расчетные тепловые нагрузки потребителей кварталов, микрорайонов города.

В зависимости от полученных показателей надежности отдельные системы и системы коммунального теплоснабжения города (населенного пункта) с точки зрения надежности могут быть оценены как:

- высоконадежные - более 0,9;
- надежные - 0,75 - 0,89;
- малонадежные - 0,5 - 0,74;
- ненадежные - менее 0,5.

Таблица 5.2.2

Расчет показателей надежности систем теплоснабжения

Наименование теплоснабжающей организации, теплоисточников	Расчетная тепловая нагрузка,	$K_3$	$K_в$	$K_т$	$K_б$	$K_р$	$K_c$	$K_{над}$
<b>МУП «Пригородное ЖКХ»</b>	Гкал/ч							
Котельная с. Григорцево	0,6	0,8	1	1	1	0,2	0,5	0,75
<b>итого</b>	<b>1,05</b>	<b>0,8</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>0,75</b>

Вывод: система теплоснабжения села Григорцево, оценивается как надежная.

## 6 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

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

Расчеты объемов необходимого финансирования мероприятий по повышению эффективности и надежности системы теплоснабжения Пригородного сельского поселения приведены в разделах 4 и 5 сводные результаты расчетов приведены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1

Сводные результаты расчетов необходимого объема финансирования строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Наименование теплоснабжающей организации, виды работ	Необходимый объем финансирования, тыс. руб.	Период внедрения, годы	Примечание
<b>МУП «Газовые котельные»</b>			
Замена четырех газовых котлов	3957,28	2014-2018	Увеличение КПД и уменьшение численности персонала
Замена насосов на котельных	200	2014-2018	Согласно табл. 4.3.3
Наладка тепловых сетей	145,6	2014-2018	Предшествует замене насосов
Установка двух водоподготовительных установок	400	2014-2018	Подготовка сетевой воды
<b>Итого</b>	<b>4702,88</b>		

Как следует из таблицы 6.1.1 общий объем финансирования в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей оценивается в 4702,88 тыс. руб.

### 6.2 Предложения по источникам и условиям инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

При существующем техническом и технологическом уровне основные теплоснабжающая организация посёлка – МУП «Пригородное ЖКХ» является убыточной, несмотря на довольно высокие утвержденные тарифы на тепловую энергию. По этой причине собственных средств для проведения модернизации и реконструкции она не имеет.

Не располагают средствами также и арендодатели теплоснабжающей организации: администрация Пригородного сельского поселения.

Небольшие по объемам работы эксплуатирующие организации могут выполнить в счет арендной платы.

Проведения всех мероприятий по развитию системы теплоснабжения Пригородного сельского поселения реально возможно с привлечением средств частных инвесторов в рамках формы возврата вложенных средств через механизм инвестиционного проекта.

Другим обязательным условием инвесторов является закрепление в собственность построенных или реконструированных объектов.

В отношении муниципальных объектов коммунальной теплоэнергетики федеральным законодательством наложен запрет на их приватизацию. Однако, администрация муниципального округа и городского поселения может решить вопрос о закреплении реконструированных объектов в собственность инвестора путем списания отработавшего свой ресурс оборудования котельных, перевода здания котельной в разряд непроектных объектов и продаже его инвестору по договору инвестирования. При этом тепловые сети от котельных остаются в собственности муниципалитета, передаются эксплуатирующей организации инвестора в долгосрочную аренду и являются одним из гарантов исполнения инвестором своих обязательств. В дальнейшем по мере реконструкции тепловых сетей они по участкам будут списываться, как отработавшие свой ресурс, а инвестор на их место будет прокладывать новые участки с использованием современных энергоэффективных технологий. Муниципалитет, как собственник тепловых сетей, обязан софинансировать работы по их реконструкции и замене отдельных участков, или компенсировать эксплуатирующей организации затраты по проведению этих работ за счет части арендной платы.

Инвесторами проекта реконструкции системы теплоснабжения Пригородного сельского поселения могут стать:

- фонд энергосбережения Костромской области;
- федеральный бюджет в форме государственных субсидий на реализацию программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- частные инвесторы в форме инвестиционного проекта;

- частные инвесторы в форме энергосервисного контракта.

Одним из главных элементов в привлечении инвесторов и разработке инвестиционных проектов является определение тем и объектов инвестирования на основе тщательного анализа состояния систем теплоснабжения, принятие оптимальных технических решений, подготовка технико-экономических обоснований, технических заданий на проектирование и разработка технических проектов. Все эти работы должны проводиться в короткие сроки и на высоком профессиональном уровне. Для проведения работ по подготовке инвестпроектов в регионе должна быть энерго-инженеринговая компания – оператор проекта. Такой компанией может быть некоммерческое партнерство «ЭнергоЭксперт», специалисты которой имеют необходимые знания и опыт проведения подобной работы.

### 6.3 Расчет эффективности инвестиций

Эффективность инвестиций на стадии разработки схемы теплоснабжения с достаточной точностью может быть определена по простому сроку окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{Z_{сумм}}{Э_{сумм}}, \text{ лет} \quad (18)$$

где  $Z_{сумм}$  - суммарные затраты на внедрение инвестиционного проекта и последующие эксплуатационные затраты на содержание установленного оборудования и систем автоматизации;

$Э_{сумм}$  – суммарный годовой экономический эффект от внедрения инвестпроекта.

Более точно эффективность инвестиций будет рассчитана на стадии подготовки технико-экономического обоснования и проектирования, где будут учтены динамика изменения цен и тарифов на энергоносители, проценты за пользование кредитом и другие факторы.

Таблица 6.3.1

Расчет эффективности инвестиций

Наименование теплоснабжающей организации, виды работ	Объем финансирования, тыс. руб.	Эффект от внедрения мероприятий, тыс. руб./год	Простой срок окупаемости, лет
<b>МУП «Пригородное ЖКХ»</b>			
Замена четырех газовых котлов	4357,28	1223,08	3,6
Замена четырех сетевых насосов на котельных	200	628,28	0,4
Наладка тепловых сетей	145,6	0	0
<b>Итого</b>	<b>4702,88</b>		<b>2,6</b>

Как следует из приведенных в таблице 6.3.1 расчетов, средний срок окупаемости инвестиций по объектам теплоснабжения сельского поселения составляет 2,6 года, что является достаточно привлекательным для инвесторов.

## 7 Сведения о бесхозяйных тепловых сетях

Все тепловые сети и их котельные, находящиеся на территории сельского поселения, были переданы администрации сельского поселения от администрации муниципального района. В свою очередь администрация сельского поселения передала их аренду и в эксплуатационную ответственность теплоснабжающим организациям.

В процессе эксплуатации теплосетевого хозяйства бесхозяйных тепловых сетей не установлено. Если в процессе эксплуатации тепловых сетей будут выявлены их бесхозяйные участки, то они должны быть инвентаризированы, приняты на баланс и переданы в аренду эксплуатирующим теплоснабжающим организациям.

## 8 Условия вывода из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Настоящей схемой теплоснабжения с учетом газификации поселений допускается вывод из эксплуатации действующих источников тепловой энергии без их замещения другими централизованными источниками теплоты. Собственники или иные законные владельцы в период действия настоящей схемы теплоснабжения могут принять решение о выводе из эксплуатации принадлежащих им источников тепловой энергии или тепловых сетей, если их эксплуатация приносит убытки.

В соответствии с «Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой

энергии и тепловых сетей», утвержденных постановлением Правительства РФ от 6 сентября 2012 г. №889, собственники котельных и тепловых сетей, планирующие вывод их из эксплуатации (консервацию или ликвидацию), не менее чем за 8 месяцев до планируемого вывода обязаны в письменной форме уведомить в целях согласования вывода их из эксплуатации орган местного самоуправления города (с указанием оборудования, выводимого из эксплуатации) о сроках и причинах вывода указанных объектов из эксплуатации. В уведомлении должны быть указаны потребители тепловой энергии, теплоснабжение которых может быть прекращено или ограничено в связи с выводом из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

К уведомлению о выводе из эксплуатации тепловых сетей, к которым в надлежащем порядке подключены теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии, прилагаются письменные согласования вывода тепловых сетей из эксплуатации, полученные от всех потребителей тепловой энергии, указанных в уведомлении, в том числе потребителей в многоквартирных домах в случае непосредственного управления многоквартирным домом собственниками помещений.

Администрация городского округа при получении уведомления о выводе из эксплуатации источника тепловой энергии и тепловых сетей, обязана в течение 30 дней рассмотреть и согласовать это уведомление или потребовать от владельца указанных объектов приостановить их вывод из эксплуатации не более чем на 3 года в случае наличия угрозы возникновения дефицита тепловой энергии, выявленного на основании анализа схемы теплоснабжения, при этом собственники или иные законные владельцы указанных объектов обязаны выполнить такое требование органа местного самоуправления.

В случае если продолжение эксплуатации объектов по требованию органа местного самоуправления ведет к uncompensated финансовым убыткам, собственникам или иным законным владельцам указанных объектов должна быть обеспечена компенсация в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации.

Вывод из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей осуществляется только после получения согласования на вывод из эксплуатации от администрации городского округа. В случае если от администрации города в течение 30 дней заявителю не поступит решение по результатам рассмотрения уведомления, заявитель вправе вывести объекты из эксплуатации в сроки, указанные в уведомлении.

Сведения о других планируемых к выводу из эксплуатации котельных и участков тепловых сетей приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1

Сведения о планируемых к выводу из эксплуатации котельных, участков тепловых сетей и отключаемых потребителях

Наименование котельной	Отключаемые потребители	Год вывода
Котельная Григорцево	Ж/дом ул. Школьная, 4	2018

Следует также выводить из эксплуатации те участки тепловых сетей, по которым производилась подача тепловой энергии потребителям, полностью перешедшим на индивидуальное теплоснабжение.

Уведомление потребителям тепловой энергии о выводе из эксплуатации котельных и (или) участков тепловых сетей не менее чем за 8 месяцев до планируемого вывода должна направить администрация городского поселения. В уведомлении потребителям должны быть предложены альтернативные способы теплоснабжения. При этом увеличение платы граждан за данную коммунальную услугу не должно превышать установленных Правительством РФ размеров. Превышение этих размеров должно компенсироваться бюджетом городского округа.

## **9 Условия и организация перехода собственников квартир в многоквартирных домах на индивидуальное теплоснабжение**

Переход собственников квартир в многоквартирных домах на индивидуальное теплоснабжение, нарушает тепловой баланс в системе теплоснабжения, снижает тепловую нагрузку на котельные, уменьшает доход от реализации тепловой энергии.

Действующее нормативно-правовое регулирование не предусматривает возможности перехода отдельных квартир в многоквартирном доме с центральным теплоснабжением на иной вид индивидуального отопления.

В соответствии с действующим законодательством перевод квартир в многоквартирных домах на индивидуальное теплоснабжение возможен только всем домом или другим коллективным потребителем и при соблюдении следующих условий:

- 1) Согласие всех собственников жилых помещений данного многоквартирного дома, оформленное протоколом собрания собственников в установленном порядке.
- 2) Согласование с поставщиком природного газа и газораспределительной организацией условий на поставку в данный многоквартирный дом требуемого количества газа.
- 3) Наличие проекта газоснабжения дома или проекта реконструкции существующей системы газоснабжения и его осуществление, поскольку установка газовых котлов потребует увеличения диаметра квартальных, вводных и разводящих газопроводов.
- 4) Наличие проекта установки газового оборудования, соответствующего требованиям п. 15 ст.14 Федерального закона «О теплоснабжении», согласованного с газоснабжающей организацией, а при прокладке дымоходов по фасадам здания - с архитектором города.
- 5) В многоквартирном доме с центральным отоплением переход на индивидуальное отопление отдельных квартир возможен только с согласия теплоснабжающей организации и при согласии всех собственников жилых помещений данного многоквартирного дома, при этом необходим проект реконструкции всей системы отопления и ГВС дома, разработанный специализированной проектной организацией и согласованный с теплоснабжающей организацией. Проект выполняется по техническим условиям, выданным теплоснабжающей организацией. Затем производится реконструкция системы отопления дома в соответствии с разработанным и согласованным проектом, сдача работ по акту теплоснабжающей организации.

Бремя выполнения всех выше указанных условий несут собственники квартир, переходящих на индивидуальное теплоснабжение. При неисполнении хотя бы одного из условий теплоснабжающая организация вправе считать договор поставки тепловой энергии не расторгнутым, и продолжать взимать плату за отопление по показаниям общедомовых узлов учета или по существующим нормативам.

Под коллективным потребителем понимается группа индивидуальных потребителей (квартир в многоквартирном доме, тепловых пунктов), получающих тепловую энергию от отдельного теплового узла или теплового ввода.

Переход индивидуальных жилых домов с центрального отопления на индивидуальное является правом их собственников и производится в соответствии с п. 2, 3 и 4 указанных выше условий.

### Список использованной литературы

1. Федеральный закон от 23.11.2009г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку разработки и утверждения».
4. СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
5. СНиП 23.01.99 «Строительная климатология».
6. СНиП II-3-79\* «Строительная теплотехника».
7. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
8. СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».
9. СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».
10. СНиП 23-05-95\* «Естественное и искусственное освещение».
11. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей, 1959 г. М.: Гостройиздат.
12. Правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг. Утверждены Постановлением Правительства РФ №306 от 23.05.2006г.
13. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. Утверждены Приказом Министерства энергетики РФ от 24 марта 2003 г. № 115.
14. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Утверждены Минтопэнерго РФ 12.09.95г.
15. Инструкция об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных». Утверждена Приказом Минэнерго России от 4 сентября 2008 г. № 66.
16. Инструкция об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. Утверждены Приказом Минэнерго РФ №325 от 30.12.2008 г.
17. Инструкция об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных. Утверждены Приказом Минэнерго РФ №323 от 30.12.2008 г.
18. МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения.
19. МДК 1-01.2002 Методические указания по проведению энергоресурсаудита в жилищно-коммунальном хозяйстве.
20. Методические рекомендации и типовые программы энергетических обследований систем коммунального энергоснабжения. Утверждены Госстроем России (приказ № 202 от 10.06.2003).
21. МДК 4-03.2001. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения.
22. МДС 41-3.2000. Организационно-методические рекомендации по пользованию системами коммунального теплоснабжения в городах и других населенных пунктах Российской Федерации.
23. МДС 41-4.2000. Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения.
24. МДС 41-6.2000. Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации.
25. МДС 13-12.2000. Методические рекомендации по формированию нормативов потребления услуг жилищно-коммунального хозяйства.
26. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник. В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж и др. -3-е изд., М.: Стройиздат, 1988.