

Оглавление

1	Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	4
1.1	Функциональная структура теплоснабжения.	4
1.1.1	Общая характеристика города Смоленска.	4
1.1.2	Зоны действия производственных котельных.	6
1.1.3	Зоны действия индивидуального теплоснабжения.	7
1.2	Источники тепловой энергии.	9
1.2.1	Структура и описание основного оборудования, схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок.	9
1.2.2	Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, ограничения тепловой мощности. Объем потребления тепловой мощности и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто.	72
1.2.3	Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.	118
1.2.4	Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.	160
1.2.5	Среднегодовая загрузка оборудования.	167
1.2.6	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.	169
1.2.7	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.	172
1.2.8	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	172
1.3	Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.	173
1.3.1	Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.	173
1.3.2	Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов и до вводов потребителей. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.	174
1.3.3	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.	285
1.3.4	Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.	285
1.3.5	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	286
1.3.6	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.	289
1.3.7	Статистика отказов (аварий, инцидентов) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.	290
1.3.8	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.	298
1.3.9	Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний тепловых сетей.	304
1.3.10	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.	306
1.3.11	Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 5 лет при отсутствии приборов учета тепловых потерь.	308
1.3.12	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.	317
1.3.13	Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.	317
1.3.14	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.	319

1.3.15	<i>Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.</i>	322
1.3.16	<i>Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.</i>	322
1.3.17	<i>Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.</i>	323
1.3.18	<i>Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.</i>	323
1.4	Зоны действия источников тепловой энергии	325
1.5	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии	330
1.5.1	<i>Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха</i>	330
1.5.2	<i>Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии</i>	331
1.5.3	<i>Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом</i>	331
1.5.4	<i>Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии</i>	335
1.5.5	<i>Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение</i>	336
1.6	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	341
1.6.1	<i>Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии</i>	341
1.6.2	<i>Резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии</i>	344
1.6.3	<i>Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и существующие возможности передачи тепловой энергии</i>	347
1.6.4	<i>Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения</i>	347
1.6.5	<i>Резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности</i>	348
1.7	Балансы теплоносителя. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, а также в аварийных режимах систем теплоснабжения города Смоленска	358
1.8	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	385
1.8.1	<i>Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии</i>	385
1.8.2	<i>Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями</i>	392
1.8.3	<i>Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки</i>	394
1.8.4	<i>Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха</i>	395
1.9	Надежность теплоснабжения города Смоленска	396
1.9.1	<i>Общие положения</i>	396
1.9.2	<i>Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей</i>	398
1.9.3	<i>Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей</i>	408
1.10	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций г. Смоленска	440
1.11	Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения г. Смоленска	461
1.11.1	<i>Динамика утвержденных тарифов теплоснабжающих организаций г. Смоленска</i>	461
1.11.2	<i>Структура цен (тарифов) теплоснабжающей организации г. Смоленска</i>	464
1.11.3	<i>Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности</i>	469
1.11.4	<i>Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности</i>	469

1.12	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения г. Смоленска.	470
1.12.1	<i>Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения.</i>	<i>470</i>
1.12.2	<i>Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения г. Смоленска.</i>	<i>470</i>
1.12.3	<i>Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.</i>	<i>471</i>
1.12.4	<i>Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.</i>	<i>472</i>
1.12.5	<i>Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.</i>	<i>472</i>
2	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	473
2.1.1	<i>Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления.</i>	<i>473</i>
2.1.2	<i>Объемы потребления тепловой энергии (мощности), приросты потребления тепловой энергии (мощности) в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе и к окончанию планируемого периода.</i>	<i>480</i>
3	Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки.	484
4	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	491
5	Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах поселения, городского округа по видам основного и аварийного топлива на каждом этапе планируемого периода	494
6	Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.....	499

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

1.1 Функциональная структура теплоснабжения.

1.1.1 Общая характеристика города Смоленска.

Смоленск — город в России, административный, промышленный и культурный центр Смоленской области. Один из древнейших городов России (известен с середины IX века), носит звание «Город-герой» (с 6 мая 1985 года), награждён орденом Ленина и орденом Отечественной войны I степени, медалью «Золотая Звезда».

Город расположен в 378 км (по автодороге — 410 км) к юго-западу от Москвы в верхнем течении Днепра, являясь самым удаленным от Москвы административным центром области, непосредственно граничащей со столичным регионом. Он имеет выгодное географическое положение на путях из Москвы в Белоруссию, Прибалтику, страны Центральной и Западной Европы. Город простирается с запада на восток на 25 км и с севера на юг на 15 км. Его территория составляет 166,35 км². Население — 330 970 чел. (2013). По данным переписи 2010 года — 54-е место в России. Климат умеренно континентальный, велико смягчающее влияние Атлантического океана. Среднегодовая температура – +3,3 °С, среднегодовая скорость ветра – 5 м/с, среднегодовая влажность – 78%.

средняя за год	- плюс 3,3 °С
абсолютно минимальная	- минус 41 °С
абсолютно максимальная	- плюс 34 °С
средняя за отопительный период	- минус 2,4 °С
расчетная температура наружного воздуха	- минус 26 °С
средняя наиболее холодного месяца	- минус 9,4 °С
Продолжительность отопительного периода составляет	- 215 суток.

Основу экономического потенциала города составляют предприятия таких видов экономической деятельности, как производство пищевых продуктов, производство транспортных средств, обработка древесины и производство изделий из дерева, целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность, производство прочих неметаллических минеральных продуктов, текстильное и швейное производство, производство электрооборудования, производство и распределение электроэнергии, газа и воды, ювелирное производство.

В административном отношении город делится на 3 района:

-Заднепровский (Северный)- в правобережной части города;

-Ленинский- на левом берегу р. Днепр(планировочные районы Западный, Южный);

-Промышленный- на левом берегу р. Днепр (планировочные районы Центральный, Восточный).

Наиболее крупными планировочными районами являются Северный и Восточный. В этих районах сосредоточена основная капитальная жилая и общественная застройка.

1.1.2 Зоны действия производственных котельных.

Теплоснабжение объектов жилой и социальной сферы на территории города Смоленск осуществляют две организаций: МУП «Смоленсктеплосеть», ООО «Смоленская ТСК».

Поставщиком тепловой энергии населению города является ООО «Смоленская ТСК», которая подает тепловую энергию от смоленской ТЭЦ-2 и котельной ОАО «Квадра» по магистральным трубопроводам. У ООО «Смоленская ТСК» тепло покупает МУП «Смоленсктеплосеть», эксплуатирующее большую часть разводящих тепловых сетей города, а также ряд муниципальных котельных.

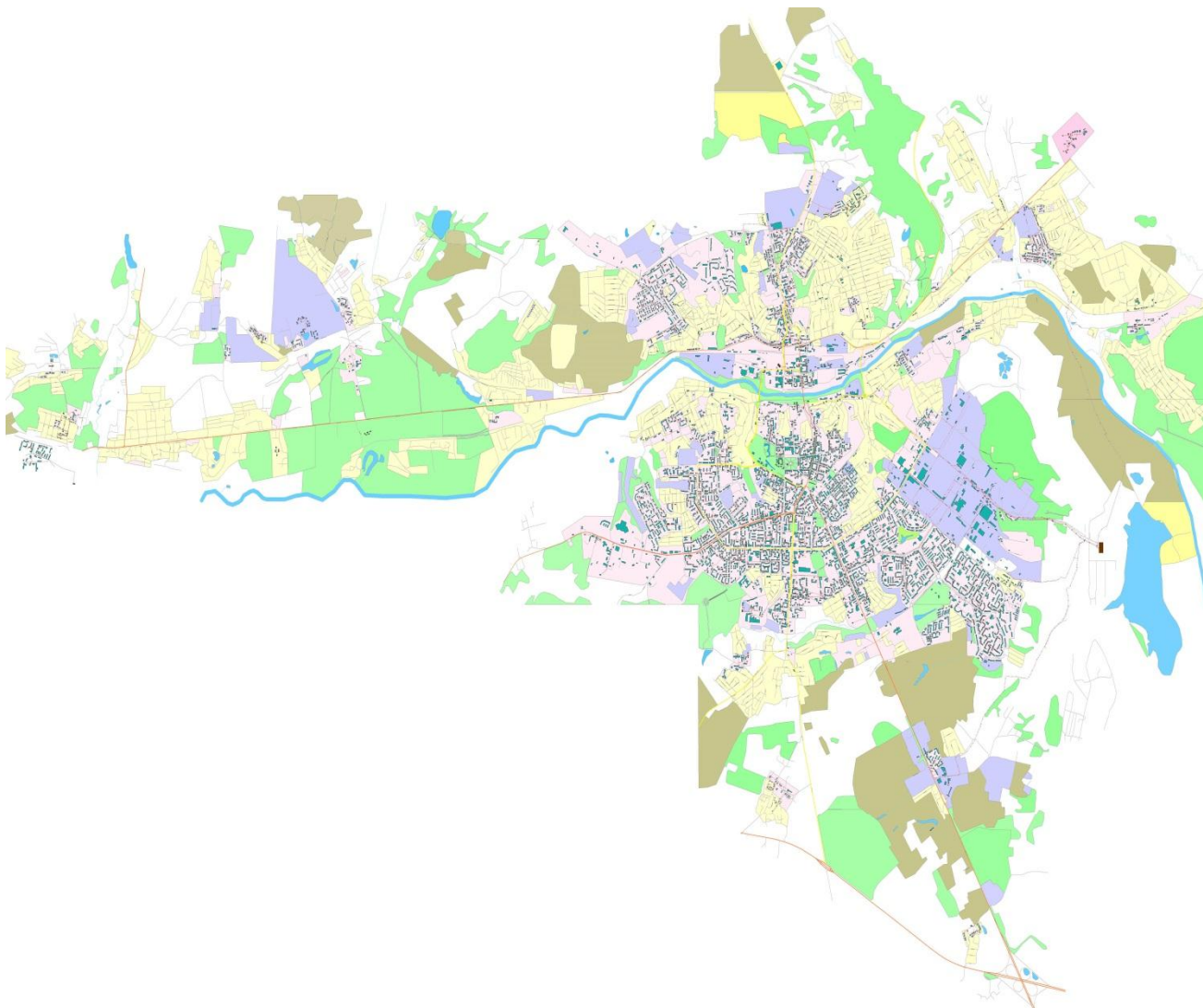
Кроме крупных теплоисточников в городе действуют 63 муниципальных отопительных и 29 ведомственных котельных. От Смоленской ТЭЦ-2 и ее котельного цеха в настоящее время обеспечивается 90% тепловых нагрузок зоны централизованного теплоснабжения города.

Индивидуальные котельные территориально расположены во всех районах города. Наибольшее количество индивидуальных котельных расположено в Ленинском и Промышленном районах.

В качестве топлива на котельных используется природный газ.

Общая схема теплоснабжения города Смоленска:

Схема 1.1.1



1.1.3 Зоны действия индивидуального теплоснабжения.

К настоящему времени в России все большую популярность получает автономное и индивидуальное отопление. По сути своей это системы отопления, осуществляющие обогрев в одном отдельно взятом здании или помещении. При этом если речь идет о многоквартирном жилом доме или крупном здании административного либо коммерческого назначения, то чаще используется термин автономное отопление. Если же разговор о небольшом частном доме или квартире, то более уместным кажется термин индивидуальное отопление.

Основные преимущества подобных систем – большая гибкость настройки и малая инертность. При резком изменении погоды от момента запуска системы до прогрева помещения до расчетной температуры проходит не более нескольких часов. В случае с

индивидуальным отоплением от получаса до часа, хотя здесь многое зависит от типа используемого котла и способа циркуляции теплоносителя в системе.

В г. Смоленске перевод потребителей в жилых многоквартирных домах подключенных к централизованному теплоснабжению на индивидуальное теплоснабжение не предусматривается.

Перевод на индивидуальное теплоснабжение отдельных потребителей в многоквартирных домах приводит к следующим негативным последствиям:

- нарушается гидравлический режим во внутридомовой системе теплоснабжения и, как следствие, тепловой баланс всего жилого здания;
- наносится существенный вред всей отопительной системе (в частности, происходит снижение температуры в примыкающих помещениях);
- нанесение вреда экологии, вследствие, большого выброса продуктов сгорания.

1.2 Источники тепловой энергии.

1.2.1 Структура и описание основного оборудования, схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок.

Смоленская ТЭЦ-2

Смоленская ТЭЦ-2 предназначена для электроснабжения и теплоснабжения жилищно-коммунального сектора г. Смоленска и предприятий Промышленного района г. Смоленска.

Установленная мощность Смоленской ТЭЦ-2: электрическая - 275 МВт, тепловая - 774 Гкал/ч (с паром - 85 Гкал/ч, горячей водой - 689 Гкал/ч).

ПП «Смоленская ТЭЦ-2» является отопительной ТЭЦ с поперечными связями и одним уровнем давления свежего пара 13,0 МПа (130 кгс/см²) и температурой 545 °С. Главный паропровод выполнен по блочной схеме с секционированной (3 секции) переключающей магистралью.

Основное оборудование находится в котлотурбинном цехе:

- три турбоагрегата - ст. № 1 ПТ-60-130/13 (ТА-1), ст. № 2 Т-100/120-130- 2 (ТА-2), ст. № 3 Т-110/120-130-4 (ТА-3);
- пять паровых котлов - ст. №1-4 БКЗ-210-140-7 (ПК 1÷4), ст. № 5 ТГМЕ-464 (ПК-5).

В отдельном здании расположена пиковая котельная, в которой находятся три водогрейных котла - КВГМ-100 ст. №№ 2÷4 (ВК-2÷4). Водогрейные котлы КВГМ-100 работают в период больших тепловых нагрузок или при остановках ~в зимний период одного из турбоагрегатов или парового котла.

Котлоагрегат типа БКЗ-210-140-7 однобарабанный, вертикальный, водотрубный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией и уравновешенной тягой спроектирован для сжигания фрезерного торфа, а после реконструкции предназначен для сжигания природного газа и мазута. Паропроизводительность 210 т/ч, температура перегретого пара 550 °С, давление 135 кгс/см². Котлоагрегат оборудован 3 подовыми газомазутными горелками, производительностью 5 т/ч по мазуту, и 5400 м³/ч по газу. При сжигании мазута используются механические форсунки.

Котлоагрегат ТГМЕ-464 однобарабанный, вертикальный, водотрубный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией, газоплотный, предназначен для работы под наддувом при сжигании природного газа и мазута. Номинальная паропроизводительность 500 т/ч. Температура перегретого пара 550 °С, давление 135 кгс/см².

Паровая турбина типа ПТ-60-130/13 ЛМЗ конденсационная с двумя регулируемые отборами пара (производственный и теплофикационный), номинальной мощностью 60 МВт, скорость вращения ротора 3000 об/мин. Генератор ТВФ-63-2. Максимальный расход пара 387 т/ч при номинальных параметрах свежего пара $P_0 = 130 \text{ кгс/см}^2$, $T_0 = 545^\circ\text{C}$, давление в конденсаторе $P_2 = 0,04 \text{ кгс/см}^2$. Производительность теплофикационного отбора 54 Гкал/ч, производственного отбора 85 Гкал/ч.

Паровая турбина Т-100/120-130-2 ст. № 2, номинальной электрической мощностью 105 МВт с двумя отопительными теплофикационными отборами, номинальная тепловая производительность турбины составляет 160 Гкал/ч. Генератор ТВФ-120-2. Максимальный расход пара 465 т/ч при номинальных параметрах пара $P_0 = 130 \text{ кгс/см}^2$ и $T_0 = 545^\circ\text{C}$.

Паровая турбина Т-110/120-130-4 ст. № 3, номинальной электрической мощностью 110 МВт с двумя отопительными теплофикационными отборами, номинальная тепловая производительность турбины составляет 175 Гкал/ч. Генератор ТВФ-120-2. Максимальный расход пара 465 т/ч при номинальных параметрах пара $P_0 = 130 \text{ кгс/см}^2$ и $T_0 = 545^\circ\text{C}$.

Таблица 1.2.1

Стационарный номер турбины	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод изготовитель	Мощность, МВт		Параметры свежего пара, т/ч		Расход свежего пара, т/ч		Отбор Т				Отбор II					
				Номинальная	Максимальная	Давление, кгс/см ²	Температура, °С	номинальный	максимальный	Производительность				Давление, кгс/см ²	Производительность				
										Ном.		Макс.			Ном.		Макс.		
				Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч				
1	ППТ-60-130/13	1973	ЛМЗ	60	63	130	545	-	387	0,7±2,5	50	90	55	100	8÷18	85	120	175	250
2	Т-100/120-130-2	1973	АО ТМЗ	105	120	130	545	465	485	0,6±2,5 0,5±2,0	160	265	178	300	-	-	-	-	-
3	Т-110/120-130-4	1982	АО ТМЗ	110	120	130	545	480	500	0,6±2,5 0,5±2,0	175	290	184	310	-	-	-	-	-

Каждая турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды и основного конденсата.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (ТЭЦ-1) расположен по адресу: 214012, РФ, Смоленская обл., г. Смоленск, ул. Кашена, 10а.

Котельная «Смоленских тепловых сетей», бывшая ТЭЦ-1, введена в эксплуатацию в 1933 году.

Паровые котлы вводились в эксплуатацию в течение 1950 - 1956 гг. после вывода из эксплуатации морально устаревших и физически изношенных, восстановленных после войны котлов.

Котлы были рассчитаны на слоевое сжигание твердого топлива (кускового и фрезерного торфа). В начальный период котлы работали на проектном топливе. В 1962 - 1968 годах они были реконструированы и переведены на сжигание природного газа (основное топливо) и мазута. В 1966 - 1967 годах введено в эксплуатацию два водогрейных котла тепловой производительностью 50 Гкал/ч.

В 1985 - 1989 гг. котельная «Смоленских тепловых сетей» переведена в режим производственно-отопительной и обеспечивает ряд предприятий и часть коммунального хозяйства г. Смоленска теплом и горячей водой.

Установленное на теплоисточнике основное оборудование приведено в таблице.

Таблица 1.2.2

Основное оборудование	Тип	Количество
БМ-45	Паровой котел	1
ТС-20р	Паровой котел	1
ТС-35р	Паровой котел	1
ТП-35ур	Паровой котел	1
ПТВМ-50-1	Водогрейный котел	2

Теплофикационное оборудование на котельной не установлено.

Источники МУП «Смоленсктеплосеть»**Котельная №1 ул. Нормандия – Неман, 1**

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлоагрегаты КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка намного меньше установленной мощности котлов. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №1 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.3

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	12	80,308	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.4

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
185,322	145 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №2 ул. Дорогобужская

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка почти в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №2 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.5

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	6	81,257	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.6

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
181,218	145 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии.

Котельная №4 Ак. Петрова

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка меньше установленной мощности котельной более чем в 2 раза. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №3 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.7

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	5	79,936	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.8

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
178,152	145 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №5 ул. Нахимова, 5

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет только отопление расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС – 1. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №5 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.9

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	6	78,963	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.10

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
183,668	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №6 2-й Краснофлотский переулок, 1

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС – 1. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №6 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.11

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	4	78,352	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.12

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
187,376	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №7 ул. Вяземская

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС – 1 и КСВ – 1.86. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №7 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.13

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	6	74,83	93,0
КСВ – 1.86	2		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.14

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
191,588	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №8 ул. Парковая, 20

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1 и КВТС – 0.5. Подключенная тепловая нагрузка более чем в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2002-2004 гг. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №8 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.15

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	2	82,49	93,0
КВТС – 0.5	2		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.16

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
208,054	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №12 Вишенки

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВГ – 2.32 – 95Н. Подключенная тепловая нагрузка более чем в 3 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2002 и в 2007 годах. Режим работы котлов – водогрейный. Основным топливом является газ. Температурный график котельной – 95/70.

Таблица 1.2.17

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВГ – 2.32 – 95Н	4	89,5	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.18

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
162,373	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №13 Областная больница

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет только ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котелы марки ДКВР – 4/13. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1971 году. Режим работы котлов – паровой. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.19

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
ДКВР – 4/13	2	90,8	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.20

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
157,335	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №14 Геденовка

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки ДКВР – 2.5/13. Подключенная тепловая нагрузка почти в 3 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы введены в эксплуатацию в 1970-1974 годах.. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №14 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.21

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
ДКВР – 2.5/13	3	87,93	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.22

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
167,84	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №15 Кловка, 1

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки ТВГ – 1.5, КВТС – 1 и Кву – 2/95. Подключенная тепловая нагрузка более чем в 3 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №15 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.23

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
ТВГ – 1.5	1	84,1	93,0
КВТС - 1	3		
Кву – 2/95	2		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.24

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
173,052	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №16 Кловка, 2

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1994 и в 1995 годах. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №16 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.25

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	4	80,27	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.26

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
179,202	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №18 ул. Гарабурды

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки ТВГ – 1.5 и КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №18 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.27

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
ТВГ – 1.5	3	81,54	93,0
КВТС - 1	9		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.28

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
180,185	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №19 Ситники, 1

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №19 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.29

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	8	81,65	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.30

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
176,64	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №20 Ситники, 2

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка почти в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №20 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.31

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	8	80,53	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.32

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
181,211	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №21 Ситники, 3

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки ТВГ – 8М и КВГ – 6.5. Подключенная тепловая нагрузка более чем в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1984 и в 1989 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №21 – 115/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.33

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
ТВГ – 8М	2	90,11	93,0
КВГ – 6.5	1		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.34

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
156,182	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №23 Школа №19

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС – 0.5 и КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1993 и в 2004 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №23 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.35

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС – 0.5	1	70,13	93,0
КВТС - 1	1		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.36

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
203,707	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №24 Школа №10

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет только отопление расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Все котлы установлены в 1990-1994 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №24 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.37

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	4	82,155	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.38

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
180,174	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №25 Баня №5

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1993 и в 2003 годах. Режим работы всех котлов – паровой. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.39

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	2	70,925	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.40

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
201,424	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №26 1-я Горбольница

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет только ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки Е – 1.0 – 0.9Г - 3. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1994 году. Режим работы всех котлов – паровой. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.41

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
Е – 1.0 – 0.9Г - 3	2	86,705	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.42

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
166,261	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №27 Санаторий Лесная школа

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС – 0.5 и КВТС – 1. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1993 и в 2002 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №27 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.43

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС – 0.5	1	62,905	93,0
КВТС - 1	1		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.44

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
227,104	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №28 Школа Интернат Дубровка

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Режим работы трех котлов марки КВТС - 1 – водогрейный, а одного котла марки КВТС – 1 – паровой. Температурный график котельной №28 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.45

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	4	76,68	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.46

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
197,457	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОРТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №29 Школа №1 Эст. воспитания

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет только отопление расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка в 5 раз меньше установленной мощности котельной. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №29 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.47

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	2	76,095	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.48

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
187,739	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №30 Д/с №6 Красный бор

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1993 году. Режим работы котлов – водогрейный. Температурный график котельной №30 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.49

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	2	62,83	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.50

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
227,394	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №31 Дом ребенка

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1993 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №31 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.51

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	3	79,1	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.52

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
188,719	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №32 Соболева ЖБИ

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВ – ГМ – 2.32. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Все котлы установлены в 2006 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №32 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.53

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВ – ГМ – 2.32	2	85,74	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.54

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
158,839	144 - 150

Котельная №33 Гнездово Школа №18

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка многим в 3 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №33 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.55

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	4	77,65	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.56

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
184,116	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №34 2-й Краснофлотский переулок, 2

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №34 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.57

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	6	80,6	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.58

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
181,74	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №35 ул. Лавочкина, 39

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВ – ГМ – 1.16-95Н. Подключенная тепловая более чем в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2007 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №35 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.59

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВ – ГМ – 1.16 – 95Н	6	94,21	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.60

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
151,952	144 - 150

Котельная №36 Ситники - 4

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КСВ – 2.9Г. Подключенная тепловая нагрузка в 3 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1998 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №36 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.61

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КСВ – 2.9Г	4	87,637	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.62

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
159,242	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №37 Торфопредприятие

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет только отопление расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка в несколько раз меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1998, 2004, 2005 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №37 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.63

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
--	-------------------	---	------------------------------------

КВТС - 1	3	73,93	93,0
----------	---	-------	------

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.64

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
192,698	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдерживать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №38 М. Краснофлотская, 33

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет только отопление расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка почти в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2003 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №38 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.65

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	6	75,44	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.66

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
197,075	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №39 Строгань Колодня

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1992, 2001 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №39 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.67

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	6	78,125	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.68

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
189,127	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №40 Миловидово

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет только отопление расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка в 4 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2003, 2007, 2012 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №40 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.69

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	5	78,942	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.70

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
185,566	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №41

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка более чем в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2002, 2003, 2009 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №41 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.71

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	5	80,24	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.72

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
181,834	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №42 ул. Лавочкина, 47/1

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка в 3 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1998, 2003 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №42 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.73

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	4	80,92	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.74

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
175,806	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №43 ул. Ракитная

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки Братск – 1Г. Подключенная тепловая нагрузка более чем в 3 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1989 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №43 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.75

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
Братск – 1Г	4	82,245	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.76

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
178,955	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №44 ул. Радищева

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВТС - 1. Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1997 и в 2009 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №44 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.77

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВТС - 1	3	74,7	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.78

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
191,254	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №45 ул. Николаева, 21б

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВМ – 125ГН. Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2001 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №45 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.79

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВМ – 125ГН	4	87,34	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.80

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
166,795	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №46 Гнездово

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки ДКВРВ – 20/13 – 115ГМ. Подключенная тепловая нагрузка более чем в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1978 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №46 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.81

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
ДКВРВ – 20/13 – 115ГМ	2	91,973	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.82

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
155,328	144 - 150

Котельная №47 ул. Николаева, 27а

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВМ – 125ГН. Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2001 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №47 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.83

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВМ – 125ГН	7	84,47	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.84

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
172,933	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №50 Мебельный комбинат

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки ДКВР – 10/13 и КВ – Г – 3.48 – 95Н. Подключенная тепловая нагрузка в 4 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы марки ДКВР – 10/13 установлены в 1968 году, а котел марки КВ – Г – 3.48 – 95Н в 2009 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №50 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.85

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
ДКВР – 10/13	2	91,07	93,0
КВ – Г – 3.48 – 95Н	1		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.86

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
157,093	144 - 150

Котельная №51 АТП - 5

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки ДКВР – 2.5/13 – 115ГМ. Подключенная тепловая нагрузка более чем в 4 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1975 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №51 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.87

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
ДКВР – 2.5/13 – 115ГМ	2	91,4	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.88

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
160,648	144 - 150

Котельная №52 Школа №13

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВ – ГМ – 0.87 – 115Н. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2002 и в 2009 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №52 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.89

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВ – ГМ – 0.87 – 115Н	2	92,31	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.90

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
155,401	144 - 150

Котельная №53 ул. Нормандия-Неман, 2

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВ – 1/95. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2002 и в 2003 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №53 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.91

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВ – 1/95	4	86,36	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.92

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
164,709	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №54 ул. З.Космодемьянской, 3

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки Ква – 2.5 ЭЭ. Подключенная тепловая нагрузка более чем в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2005 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №54 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.93

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
Ква – 2.5 ЭЭ	4	92,775	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.94

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
155,038	144 - 150

Котельная №55 Краснинское шоссе, 3б

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки Dynatherm 3200. Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2012 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №55 – 115/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.95

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
Dynatherm 3200	2	86.4	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.96

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
165.344	144 - 150

Котельная №56 гор. Коминтерна

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки НР – 18 и КСВа - 1. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1999 и в 2001 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №56 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.97

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
НР - 18	2	87,908	93,0
КСВа - 1	3		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.98

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
163,747	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;

Котельная №57 пер. Юннатов

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки PREXTERM - 350. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1998 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.99

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
PREXTERM - 350	2	90,105	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.100

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
157,883	144 - 150

Котельная №59 ул. Гагарина, 26 (1)

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки PREXTERM – 470 и PREXTERM – 400 . Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1997 и в 2003 годах. Режим работы всех котлов – водогрейный. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.101

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
PREXTERM – 470	1	90,76	93,0
PREXTERM – 400	1		

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.102

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
156,535	144 - 150

Котельная №60 ул. Гагарина, 26 (2)

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки PREXTERM - 470. Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1998 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.103

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
PREXTERM - 470	3	90,813	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.104

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
156,137	144 - 150

Котельная №61 ул. Гагарина, 26 (3)

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки PREXTERM - 350. Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1999 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.105

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
PREXTERM - 350	3	91	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.106

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
156,536	144 - 150

Котельная №63 ул. Гагарина, 76

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки PREXTERM - 250. Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1997 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.107

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
PREXTERM - 250	2	89,615	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.108

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
158,981	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №64 ул. Дохтурова, 29

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки PREXTERM - 550. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 1999 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.109

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
PREXTERM - 550	2	89,82	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.110

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
158,981	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №65 ул. Николаева, 27 а,в

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВМ – 125ГН. Подключенная тепловая нагрузка немногим больше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2002 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №65 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.111

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВМ – 125ГН	5	84,774	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.112

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
171,789	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная №66 Стекло Колхозная

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВ – 3.0. Подключенная тепловая нагрузка почти в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2007 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №66 – 115/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.113

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВ – 3.0	2	92,68	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.114

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
153,539	144 - 150

Котельная №67 ул. Нахимова, 18

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВ – Г – 2.32 – 95Н. Подключенная тепловая нагрузка в 2 раза меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2004 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №67 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.115

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВ – Г – 2.32 – 95Н	4	91,84	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.116

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
156,298	144 - 150

Котельная №68 ул. Кловская, 27

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВГ – 1.1 - 115. Подключенная тепловая нагрузка в 3 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №68 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.117

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВГ – 1.1 - 115	2	92,5	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.118

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
153,613	144 - 150

Котельная №69

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет только отопление расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки Ишма - 50. Подключенная тепловая нагрузка немногим меньше установленной мощности котельной. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной №69 – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.119

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
Ишма - 50	2	86	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.120

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
166,949	144 - 150

Анализируя вышеуказанные показатели, специалисты экспертной организации рекомендуют модернизировать оборудование котельной с полной автоматизацией и диспетчеризацией.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

Котельная Хладокомбинат ул. Октября, 46

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВ – ГМ – 1.0 – 115Н. Подключенная тепловая нагрузка в 3 раза меньше установленной мощности котельной. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной Хладокомбинат – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.121

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВ – ГМ – 1.0 – 115Н	2	89,64	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.122

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
155,283	144 - 150

Котельная 79 ЦИБ

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки ДКВРВ – 4/13. Подключенная тепловая нагрузка многим меньше установленной мощности котельной. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной 79 ЦИБ – 95/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.123

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
ДКВРВ – 4/13	3	89,9	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.124

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
154,102	144 - 150

Котельная по ул. Станционная, 1

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки КВ – ГМ – 1.5 - 115. Котлы установлены в 2010 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной – 115/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.125

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
КВ – ГМ – 1.5 - 115	2	92,735	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.126

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
154,102	144 - 150

Котельная «Сортировка»

Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Данная котельная осуществляет отопление и ГВС расположенных в непосредственной близости потребителей. На котельной установлены котлы марки Wolf Dynatherm - 5000. Подключенная тепловая нагрузка меньше установленной мощности котельной. Котлы установлены в 2011 году. Режим работы всех котлов – водогрейный. Температурный график котельной – 115/70. Основным топливом является газ.

Таблица 1.2.127

Марка установленного в котельной котла	Количество котлов	Средний КПД котлов по режимной карте, %	КПД современных котлов, не менее %
Wolf Dynatherm - 5000	3	93,6	93,0

Оценка удельного расхода топлива на производство тепловой энергии:

Таблица 1.2.128

Фактический удельный расход топлива на производство ТЭ, кг.у.т./Гкал (2013 г.)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии современными импортными котлами, кг.у.т./Гкал
166,155	144 - 150

1.2.2 Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, ограничения тепловой мощности. Объем потребления тепловой мощности и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто.

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.

Смоленская ТЭЦ – 2

По состоянию на 2013 год установленная и располагаемая электрическая мощность станции составляют 275 МВт, установленная тепловая мощность - 774 Гкал/ч.

Мощность установленного оборудования представлена в таблице 1.2.128

Таблица 1.2.129

Оборудование	ТА-1		ТА-2	ТА-3	ВК-2÷4	ТЭЦ-2
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Производ. 85	Теплофик. 54	160	175	300	774

Установленная и располагаемая электрическая и тепловая мощности приведены в таблицах 1.2.129 и 1.2.130 соответственно.

Таблица 1.2.130

Оборудование	Установленная / располагаемая мощность электрическая, МВт по годам				
	2008	2009	2010	2011	2012
ТА-1	60/60	60/60	60/60	60/60	60/60
ТА-2	105/105	105/105	105/105	105/105	105/105
ТА-3	110/110	110/110	110/110	110/110	110/110
ТЭЦ-2	275/275	275/275	275/275	275/275	275/275

Таблица 1.2.131

№ блока	Установленная / располагаемая мощность тепловая, Гкал/ч по годам				
	2008	2009	2010	2011	2012
ТА-1	139/139	139/139	139/139	139/139	139/139
ТА-2	160/160	160/160	160/160	160/160	160/160
ТА-3	175/175	175/175	175/175	175/175	175/175
ВК-2	100/100	100/100	100/100	100/100	100/100
ВК-3	100/100	100/100	100/100	100/100	100/100
ВК-4	100/100	100/100	100/100	100/100	100/100
ТЭЦ-2	774/774	774/774	774/774	774/774	774/774

Как видно, ограничения тепловой мощности отсутствуют, параметры располагаемой тепловой мощности соответствуют параметрам установленной тепловой мощности

Потребность собственных нужд в паре 6 ата обеспечивается от четырёх редукционных установок РУ 15/6 ст. №№ 1÷4, две из которых подключены к общестанционному коллектору 15 ата, одна - к П-отбору ТА-1, одна - ко 2/3 отбору ТА-2.

Потребность СН в паре 1,2 ата обеспечивается Т-отбором ТА-1. Резервируется этот отбор тремя редукционно-охлаждительными РОУ-15/1,2 ст. №№ 1÷3. Потребность в паре 15 ата обеспечивается П-отбором ТА-1. Резервируется этот отбор быстродействующей РОУ-140/15150 т/ч, а также растопочными РОУ-140/15 ата ст. № 1 и № 2.

Потребность в горячей воды на хозяйственные нужды обеспечивается от тепловых магистральных трубопроводов потребителям.

Нагрузка систем отопления станции составляет 0,6 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто - 748 Гкал/ч.

Котельный цех III «Смоленская ТЭЦ – 2»

Тепловая мощность котельной - 191,3 Гкал/час, располагаемая - 191,3 Гкал/час.

Сопоставление установленной и располагаемой тепловой мощности приведено в таблице.

Таблица 1.2.132

Котельный агрегат	Тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая
БМ-45	30,4	30,4
ТС-20р	13,5	13,5
ТС-35р	23,7	23,7
ТП-35ур	23,7	23,7
ПТВМ-50-1	50	50
ПТВМ-50-1	50	50
Сумма	191,3	191,3

Располагаемая мощность соответствует установленной.

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто приведен в таблице 1.2.133.

Таблица 1.2.133

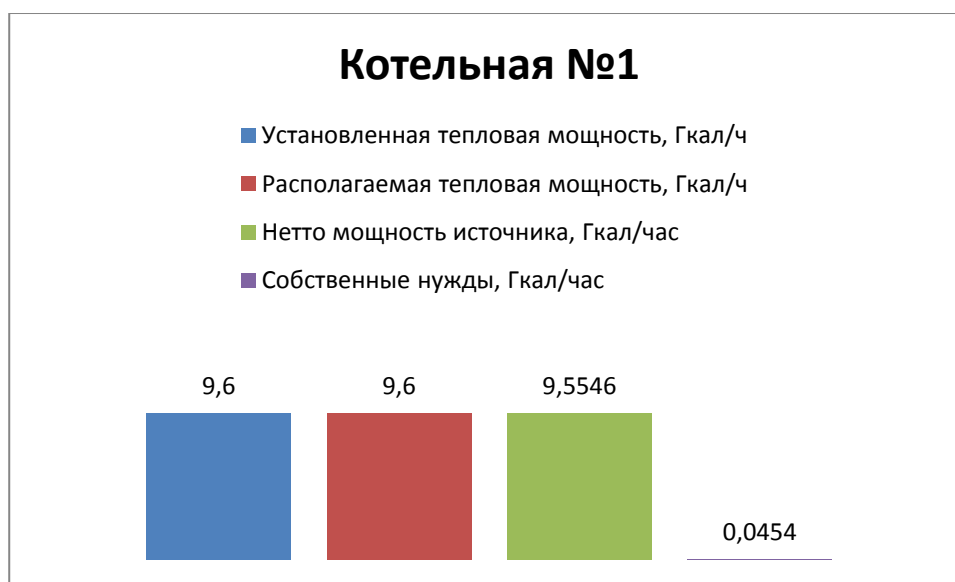
Тепловая мощность, Гкал/ч		Расход тепла на собственные нужды		Расход тепла на хозяйственные нужды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч
установленная	располагаемая	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	
191,3	191,3	4,2	6,0	0,3	0,4	180,4

Источники МУП «Смоленсктеплосеть»**Котельная №1**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.134

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
9,6	9,6	9,5546	0,0454

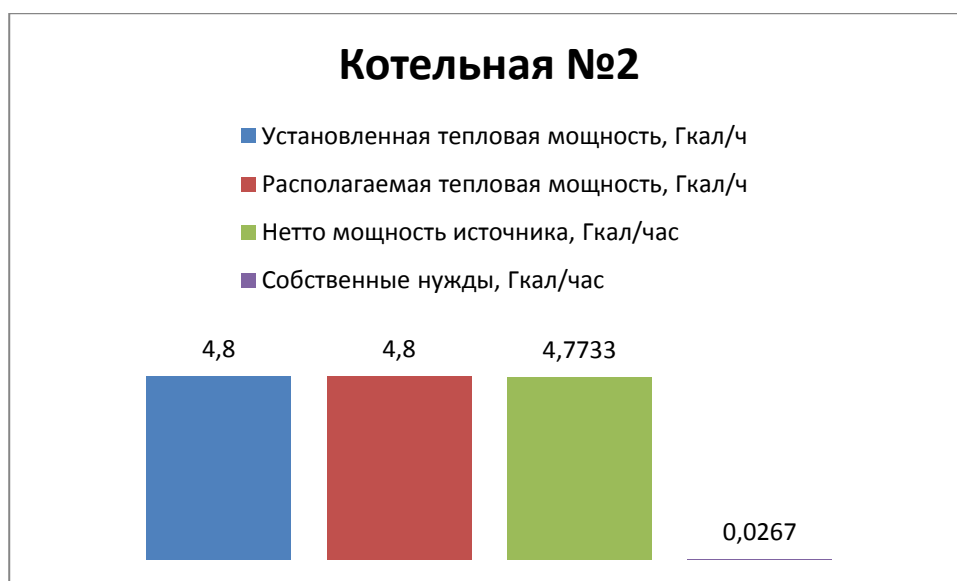
Диаграмма 1.2.1**Котельная №2**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.135

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4,8	4,8	4,7733	0,0267

Диаграмма 1.2.2



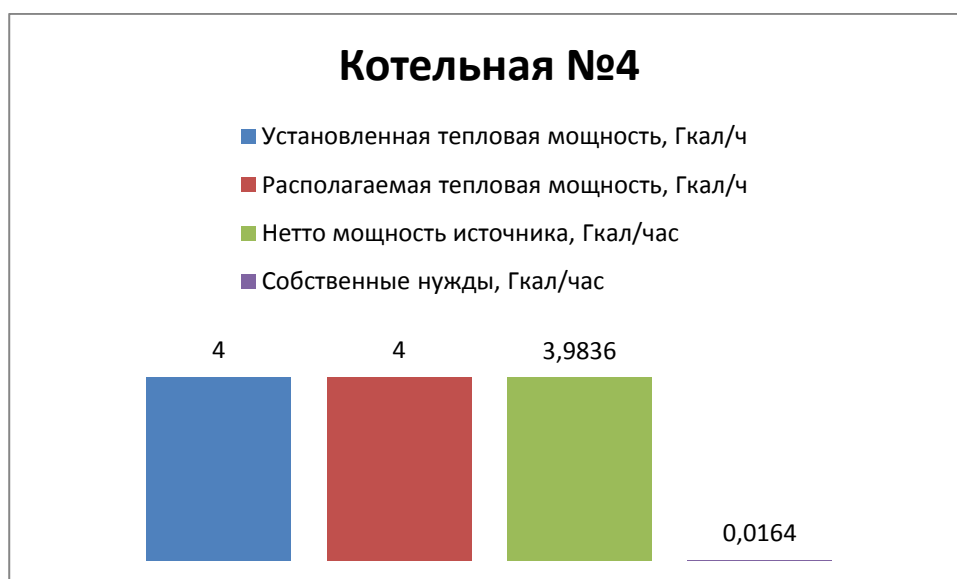
Котельная №4

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.136

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4	4	3,9836	0,0164

Диаграмма 1.2.3

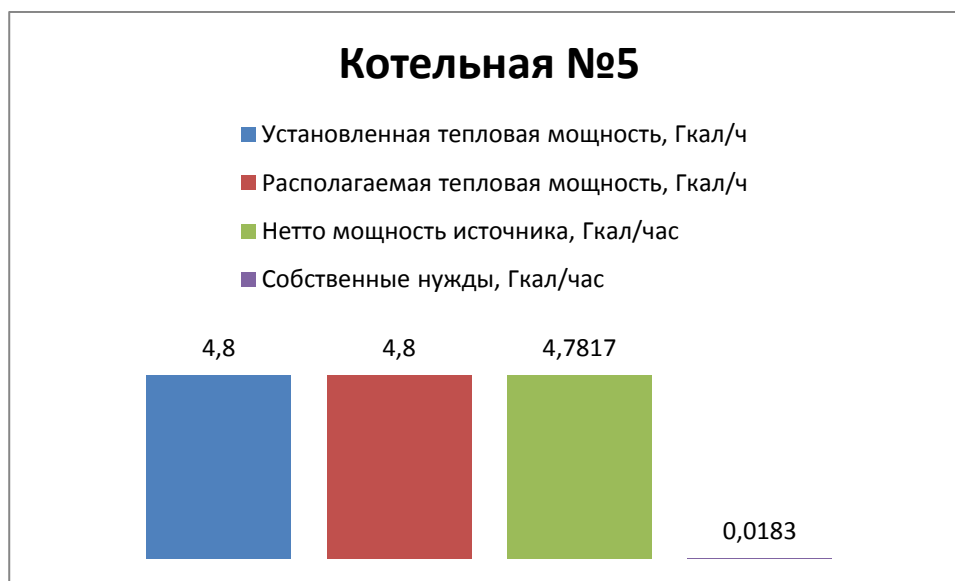


Котельная №5

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.137

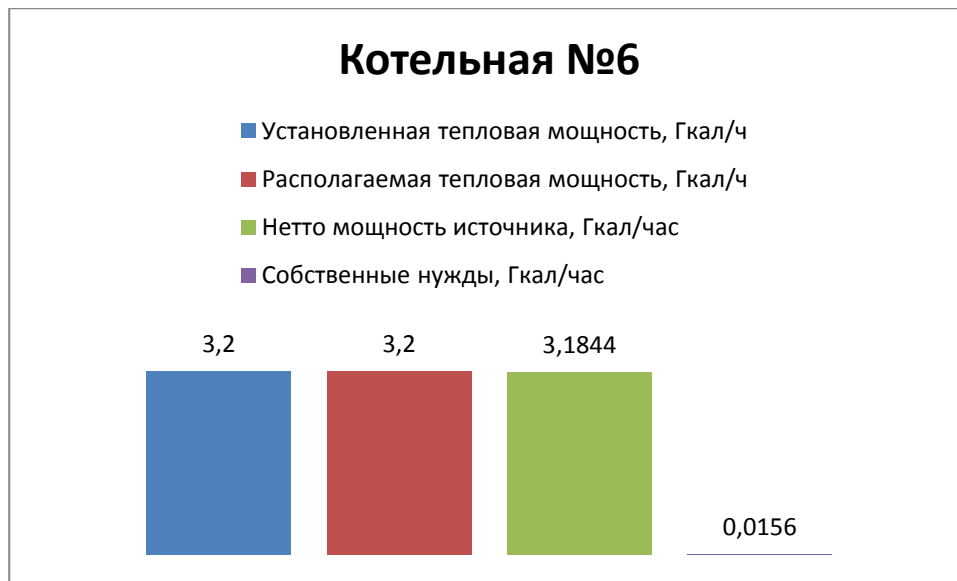
Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4,8	4,8	4,7817	0,0183

Диаграмма 1.2.4**Котельная №6**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.138

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
3,2	3,2	3,1844	0,0156

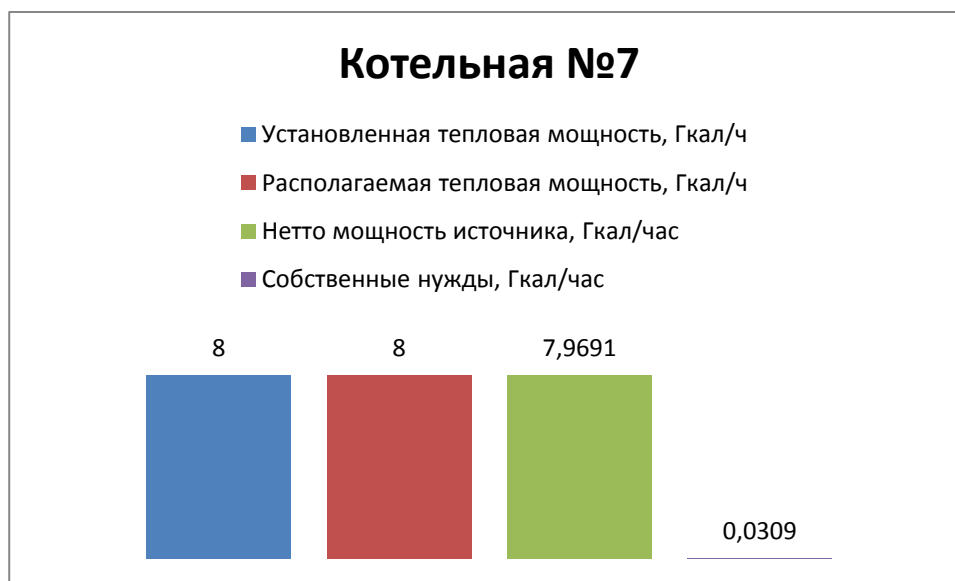


Котельная №7

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.139

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
8	8	7,9691	0,0309

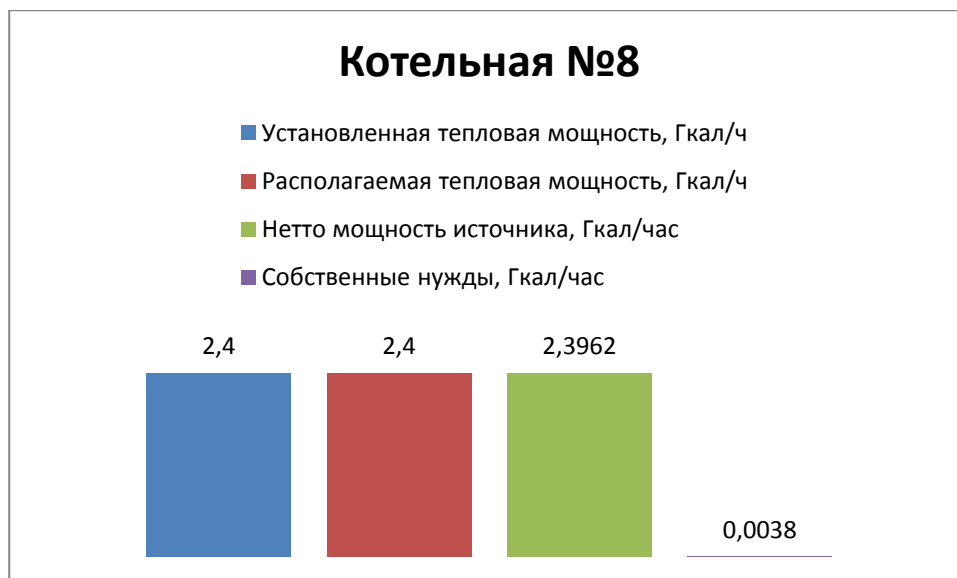
Диаграмма 1.2.6**Котельная №8**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.140

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
2,4	2,4	2,3962	0,0038

Диаграмма 1.2.7



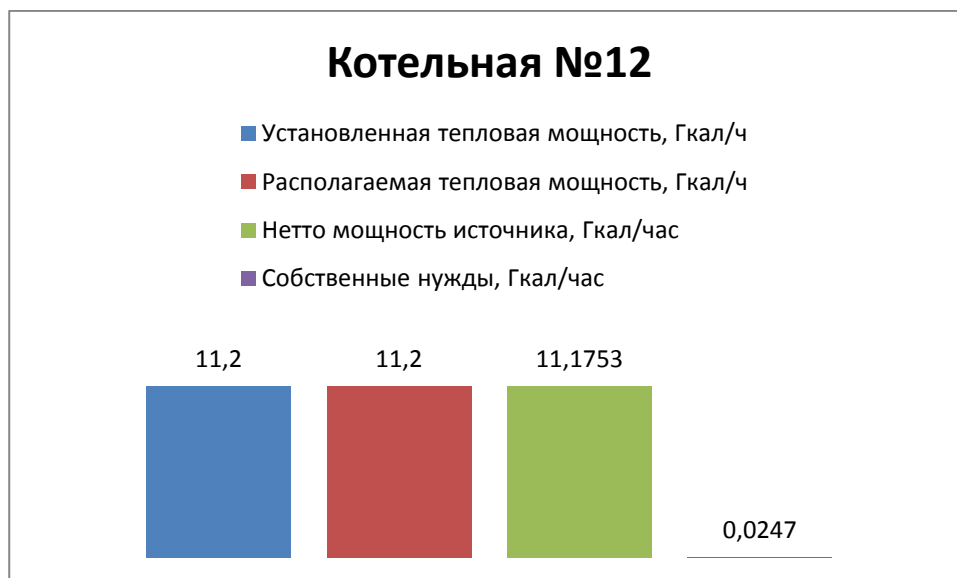
Котельная №12

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.141

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
11,2	11,2	11,1753	0,0247

Диаграмма 1.2.8



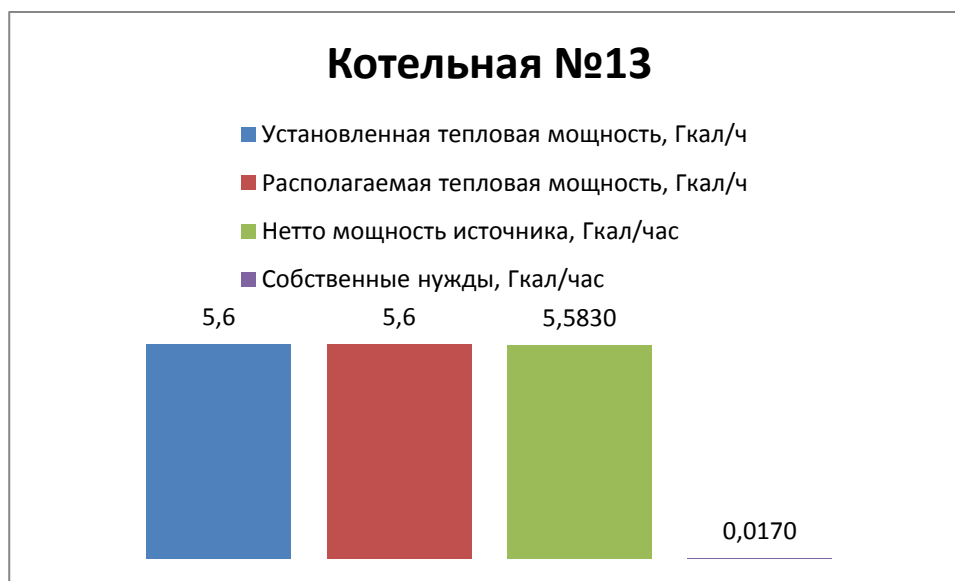
Котельная №13

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.142

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
5,6	5,6	5,583	0,017

Диаграмма 1.2.9

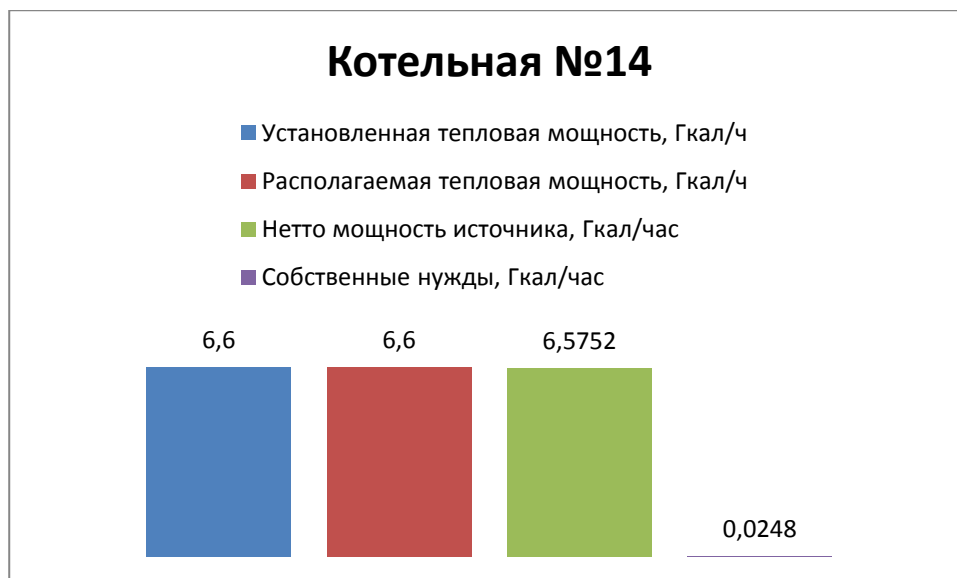
**Котельная №14**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.143

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
6,6	6,6	6,5752	0,0248

Диаграмма 1.2.10



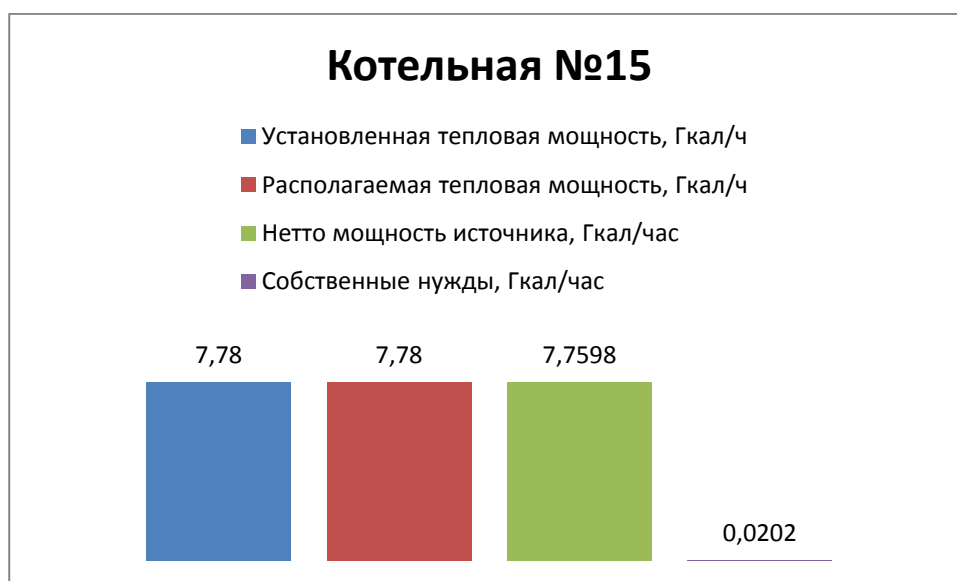
Котельная №15

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.144

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
7,78	7,78	7,7598	0,0202

Диаграмма 1.2.11

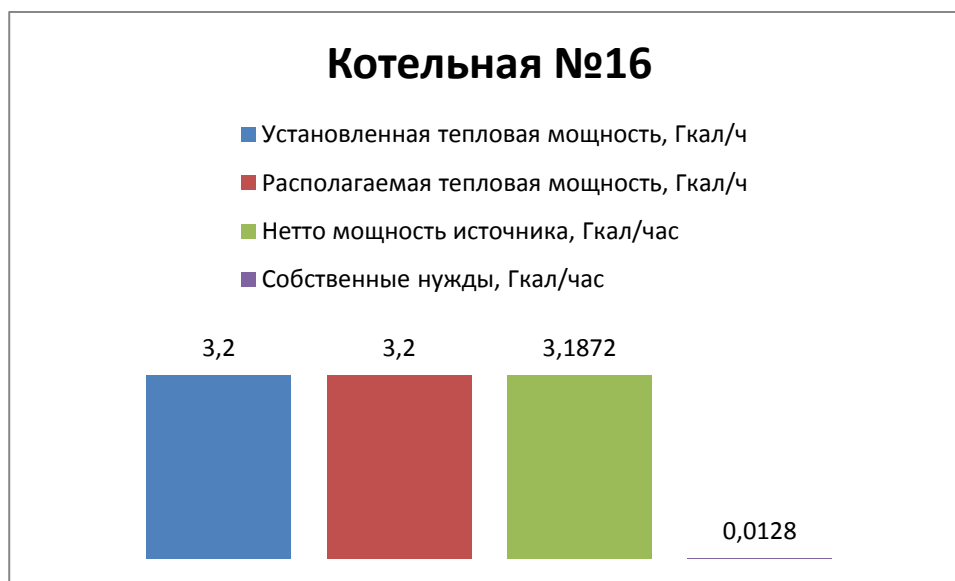


Котельная №16

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.145

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
3,2	3,2	3,1872	0,0128

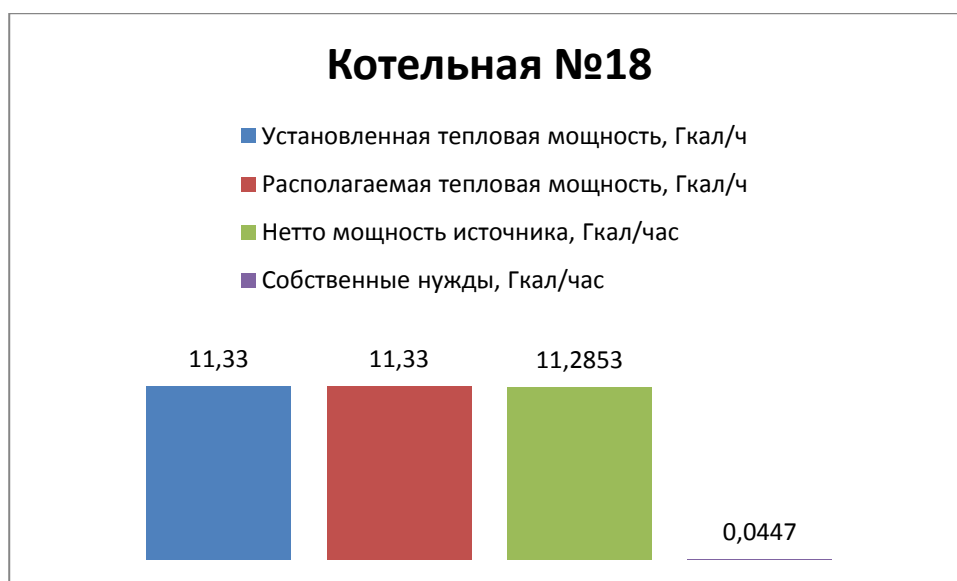
Диаграмма 1.2.12**Котельная №18**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.146

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
11,33	11,33	11,2853	0,0447

Диаграмма 1.2.13



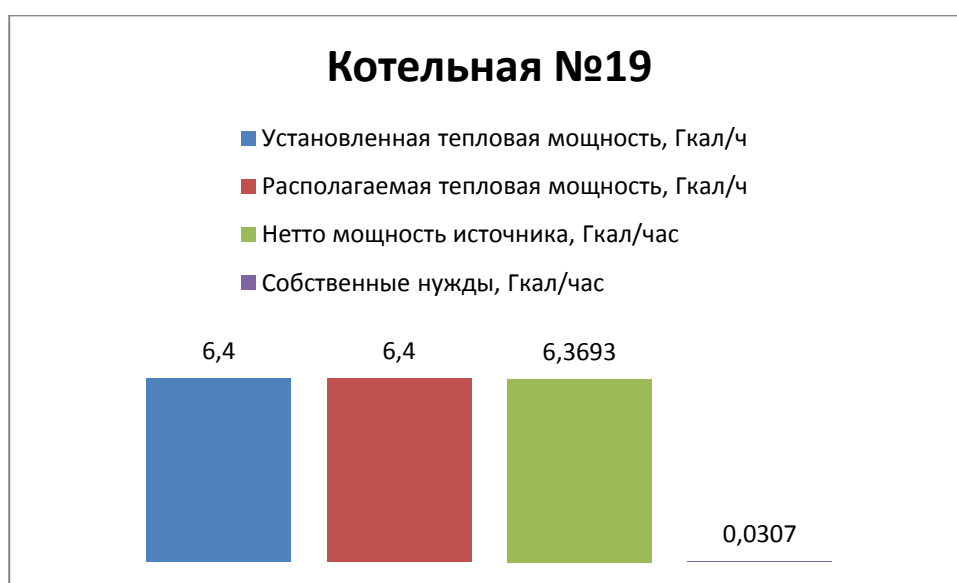
Котельная №19

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.147

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
6,4	6,4	6,3693	0,0307

Диаграмма 1.2.14

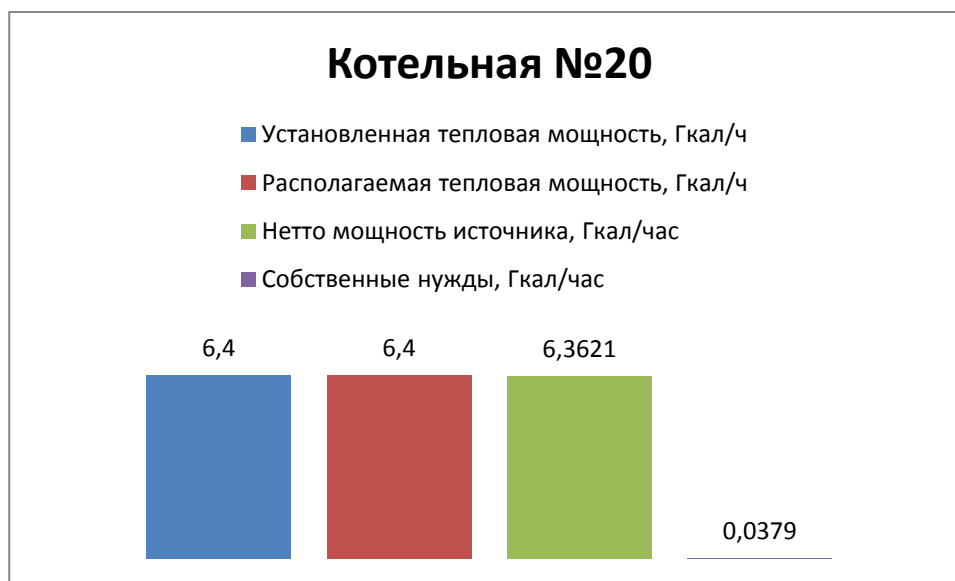


Котельная №20

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.148

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
6,4	6,4	6,3621	0,0379

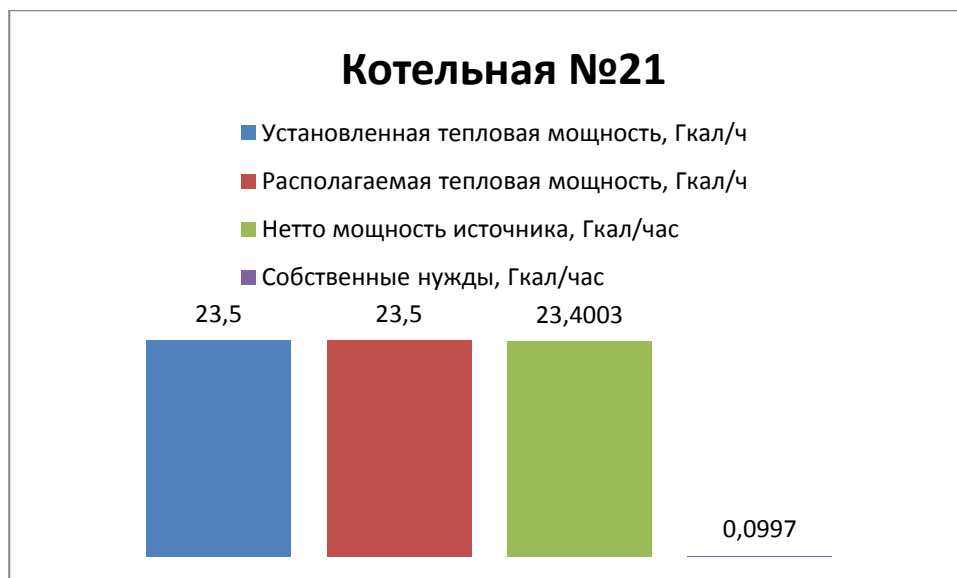
Диаграмма 1.2.15**Котельная №21**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.149

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
23,5	23,5	23,4003	0,0997

Диаграмма 1.2.16



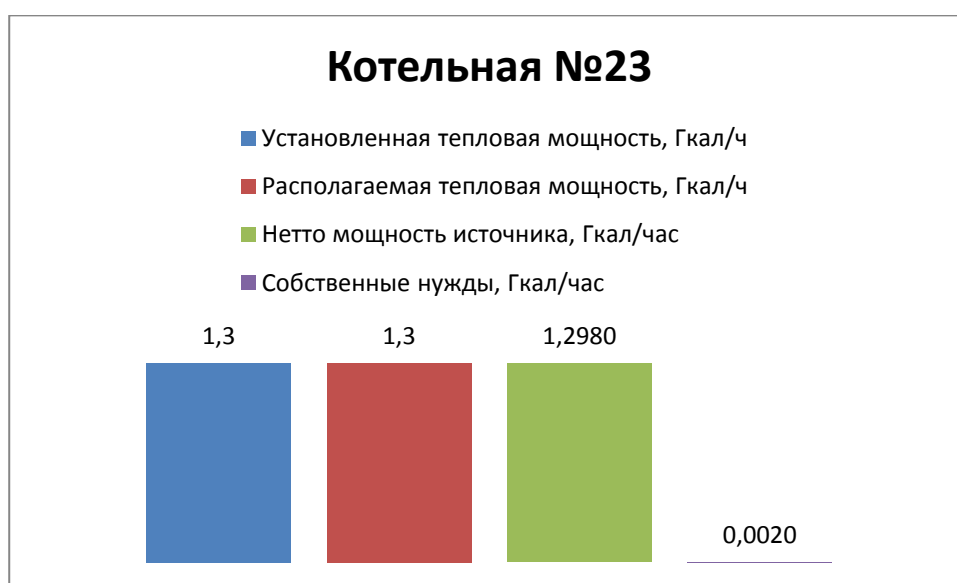
Котельная №23

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.150

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1,3	1,3	1,2980	0,0020

Диаграмма 1.2.17

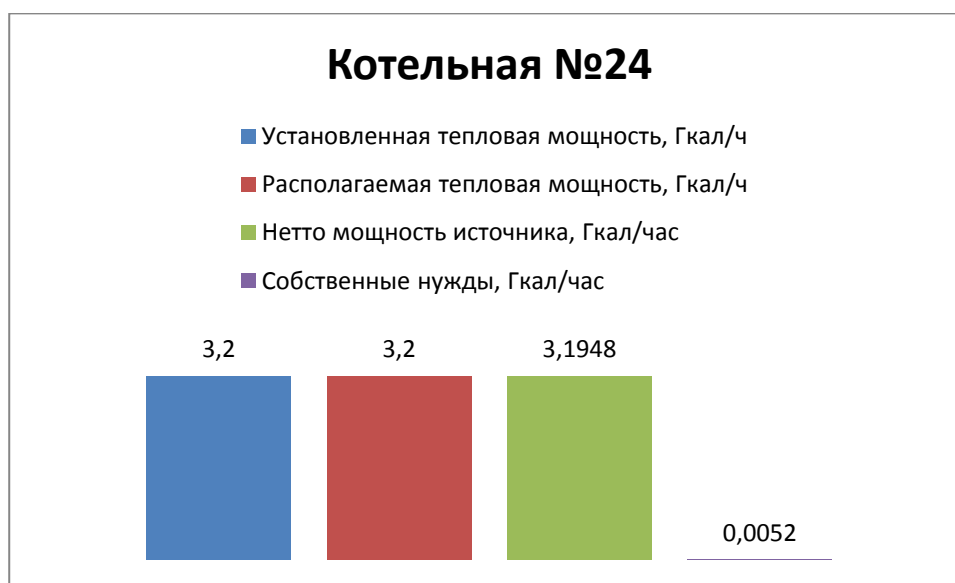


Котельная №24

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.151

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
3,2	3,2	3,1948	0,0052

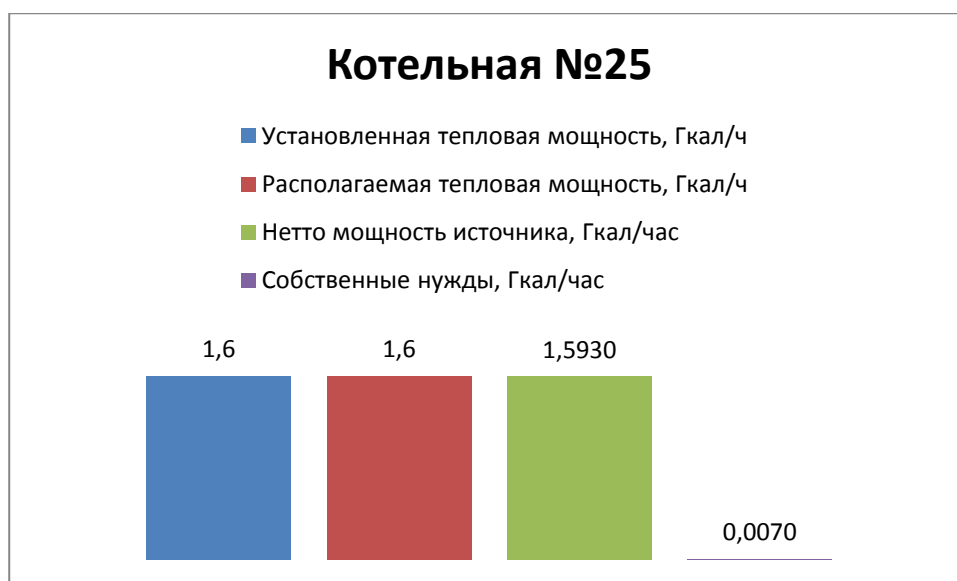
Диаграмма 1.2.18**Котельная №25**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.152

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1,6	1,6	1,593	0,007

Диаграмма 1.2.19



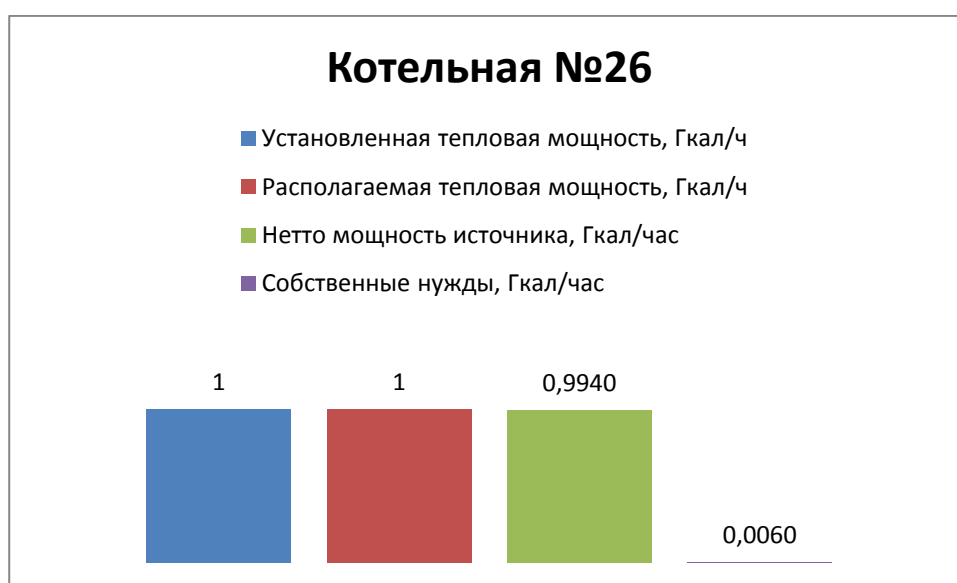
Котельная №26

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.153

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1	1	0,994	0,006

Диаграмма 1.2.20

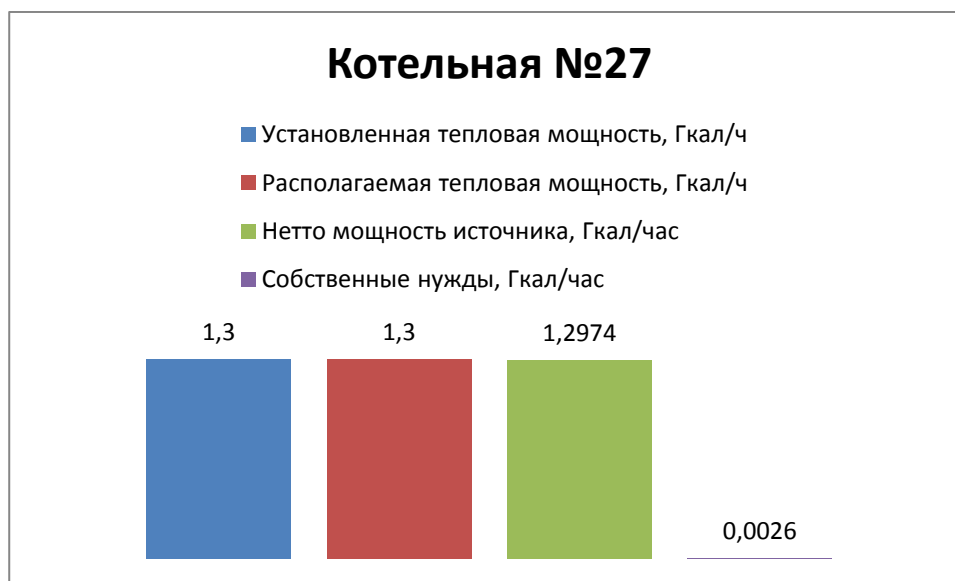


Котельная №27

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.154

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1,3	1,3	1,2974	0,0026

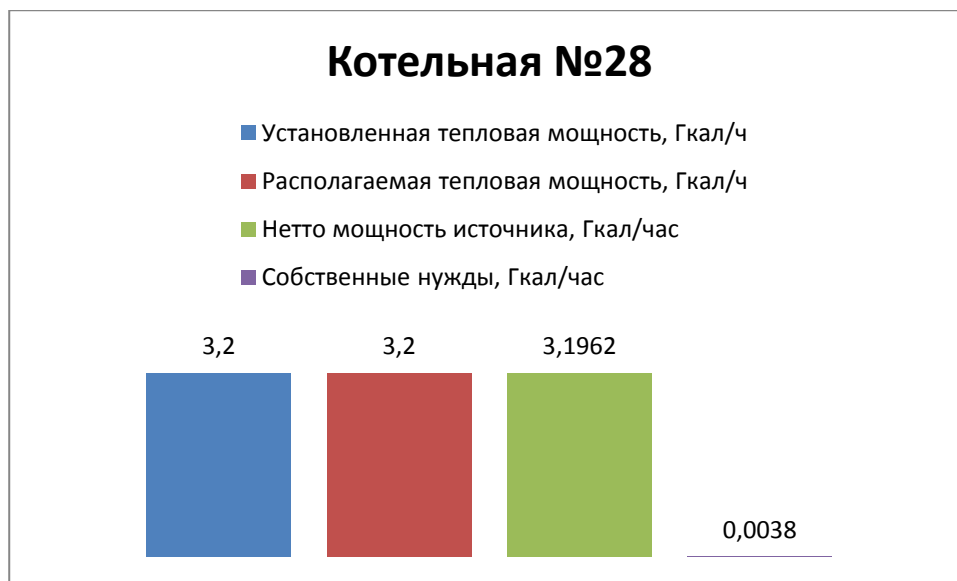
Диаграмма 1.2.21**Котельная №28**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.155

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
3,2	3,2	3,1962	0,0038

Диаграмма 1.2.22



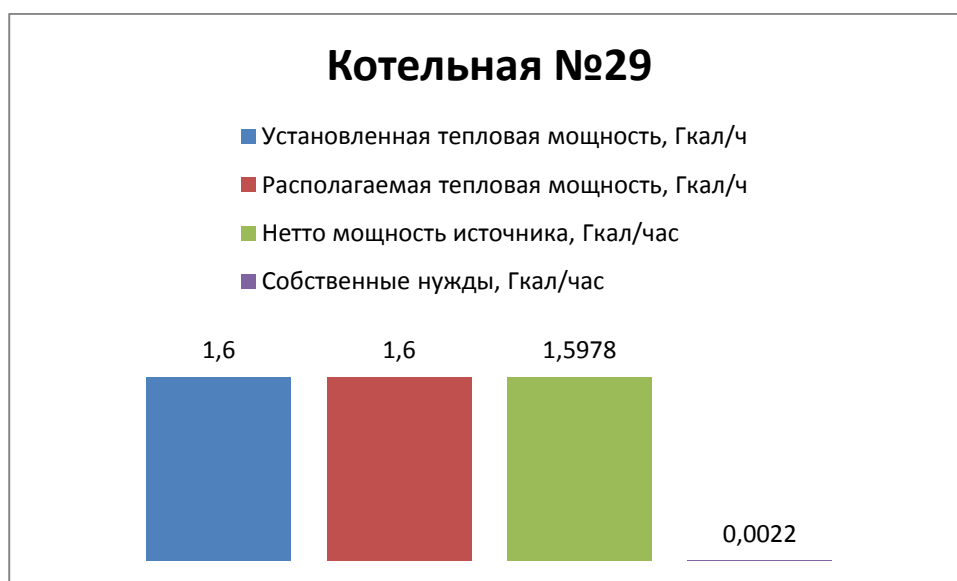
Котельная №29

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.156

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1,6	1,6	1,5978	0,0022

Диаграмма 1.2.23

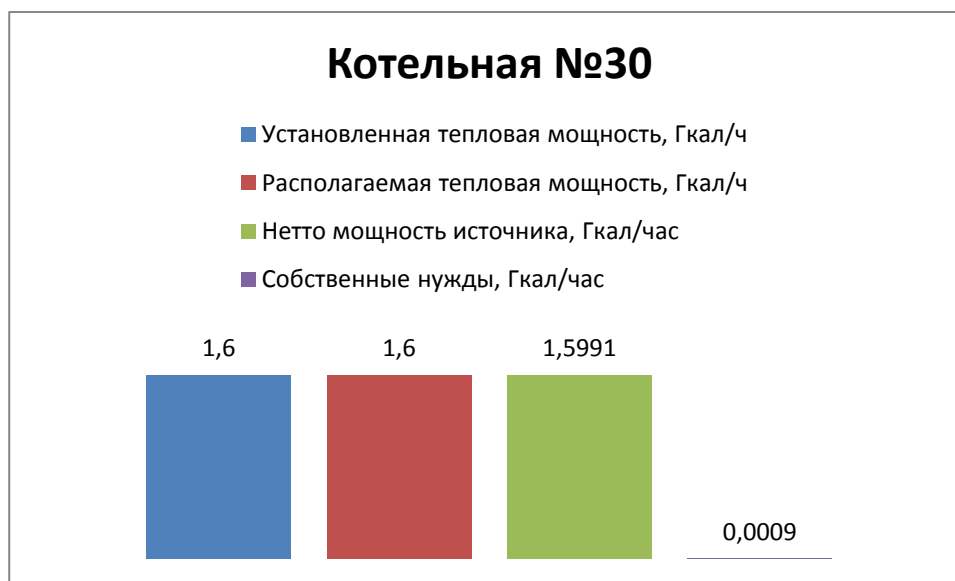


Котельная №30

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.157

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1,6	1,6	1,5991	0,0009

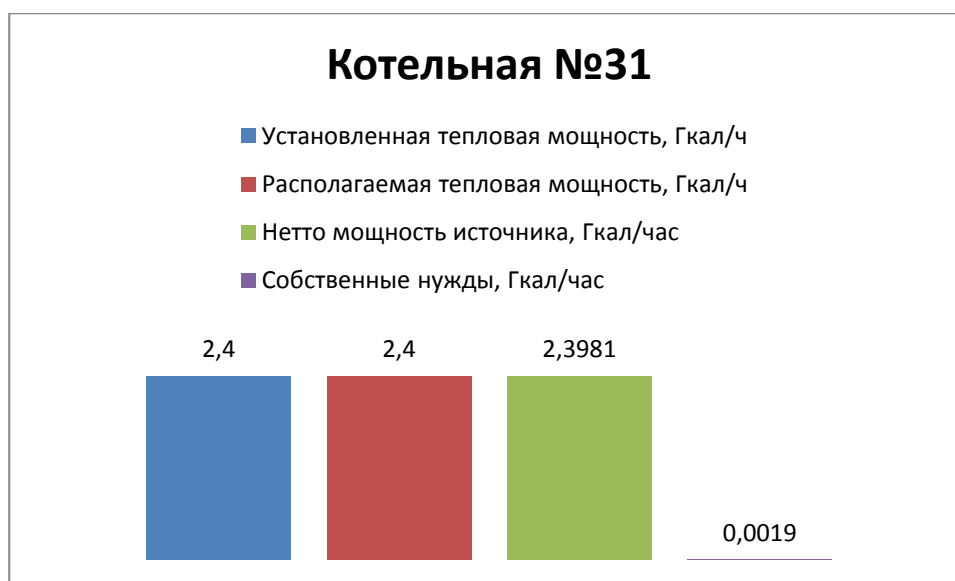
Диаграмма 1.2.24**Котельная №31**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.158

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
2,4	2,4	2,3981	0,0019

Диаграмма 1.2.25



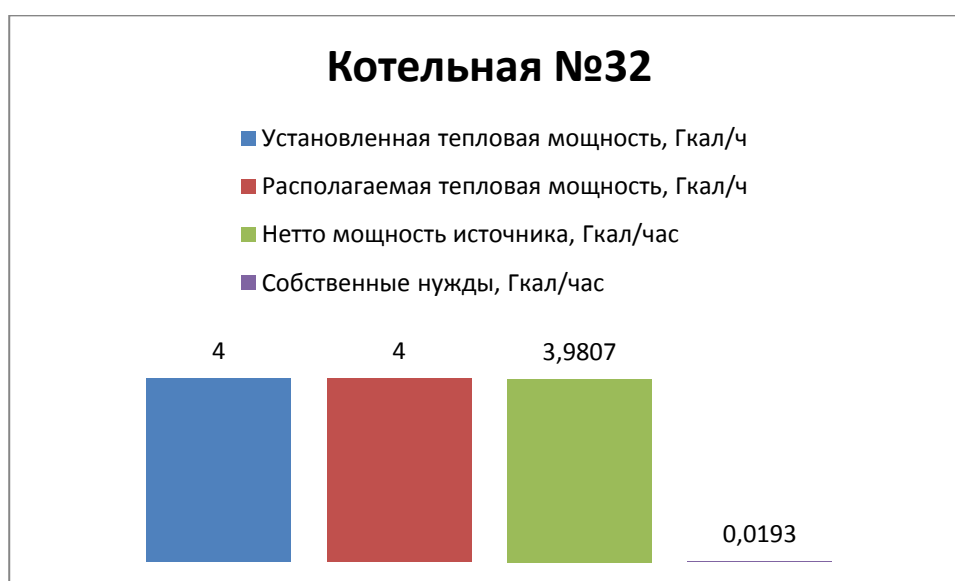
Котельная №32

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.159

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4	4	3,9807	0,0193

Диаграмма 1.2.26

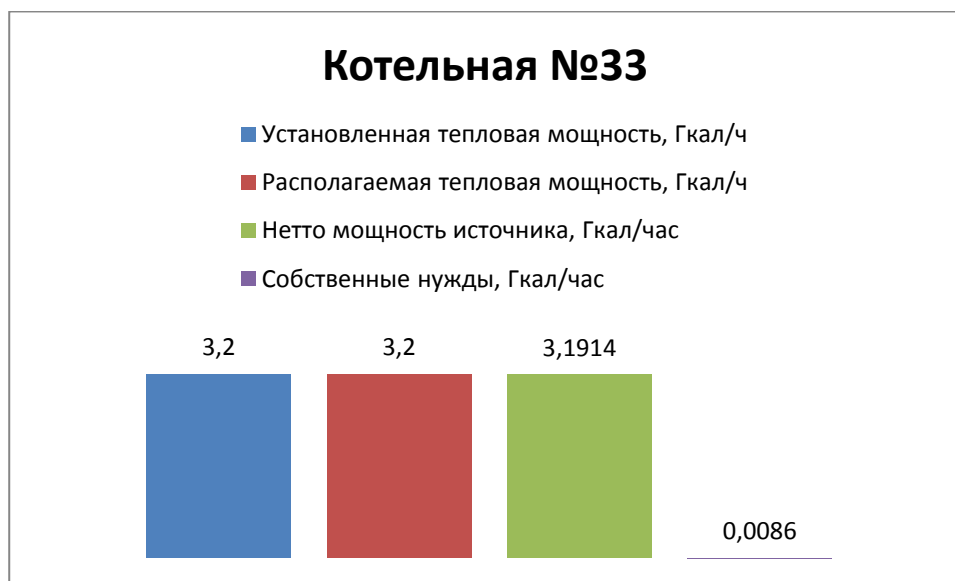


Котельная №33

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.160

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
3,2	3,2	3,1914	0,0086

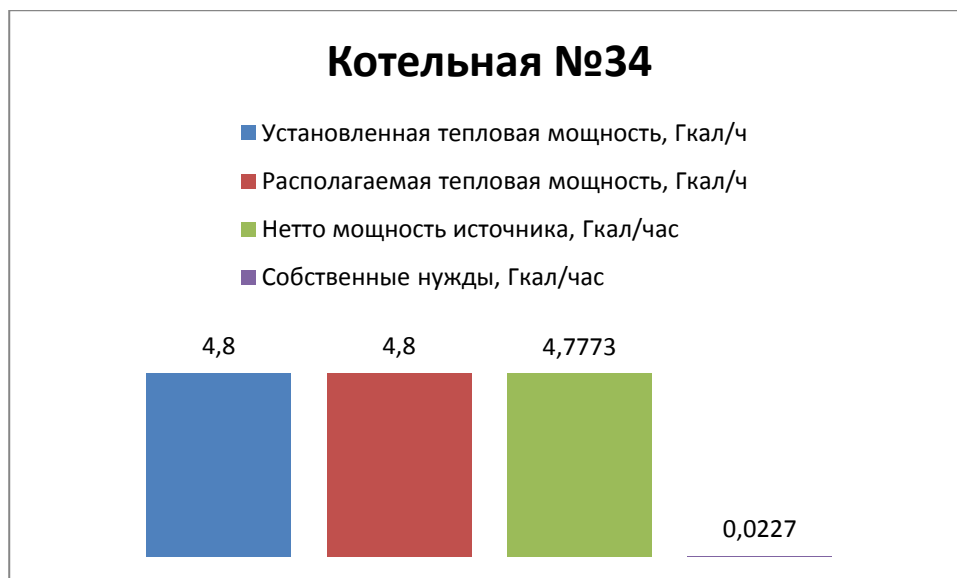
Диаграмма 1.2.27**Котельная №34**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.161

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4,8	4,8	4,7773	0,0227

Диаграмма 1.2.28



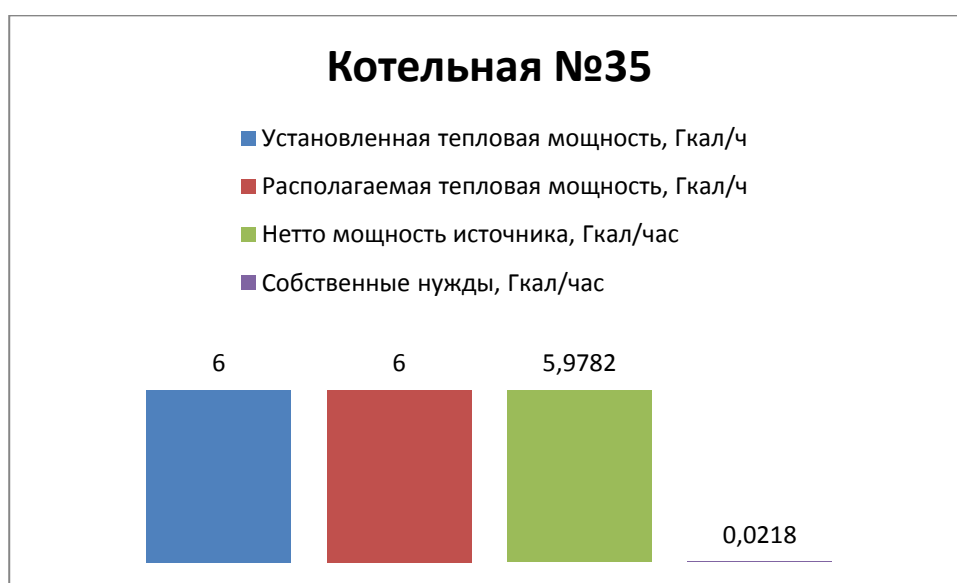
Котельная №35

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.162

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
6	6	5,9782	0,0218

Диаграмма 1.2.29

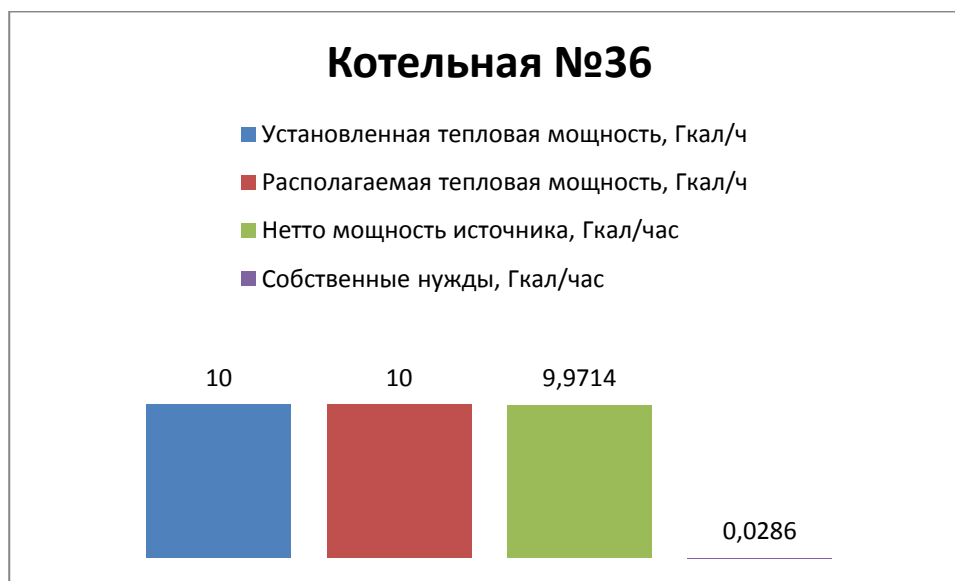


Котельная №36

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.163

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
10	10	9,9714	0,0286

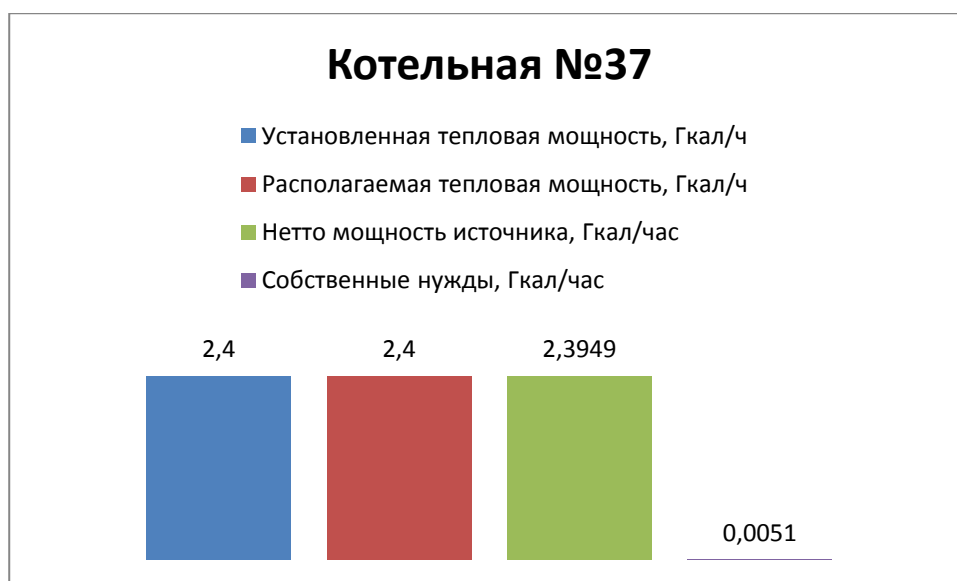
Диаграмма 1.2.30**Котельная №37**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.164

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
2,4	2,4	2,3949	0,0051

Диаграмма 1.2.31



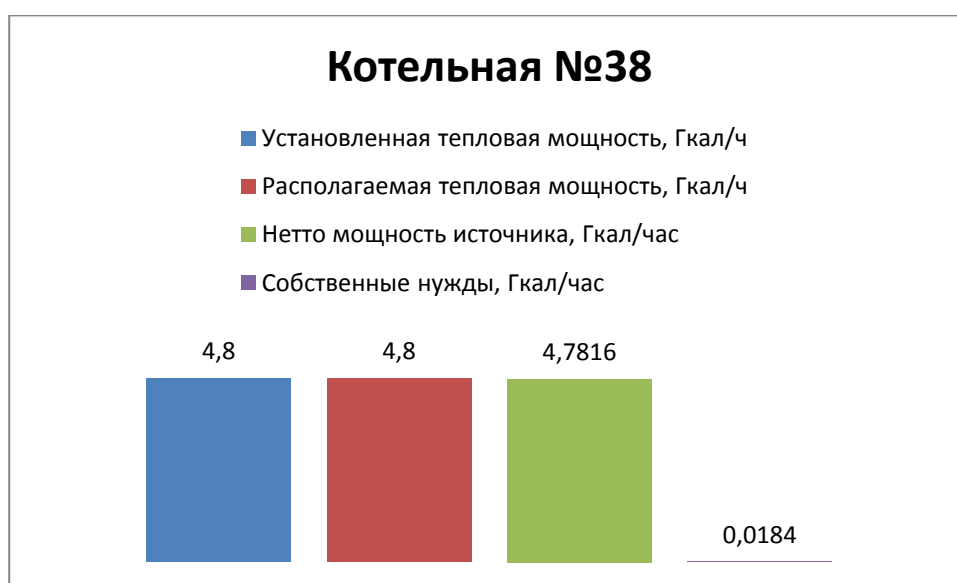
Котельная №38

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.165

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4,8	4,8	4,7816	0,0184

Диаграмма 1.2.32

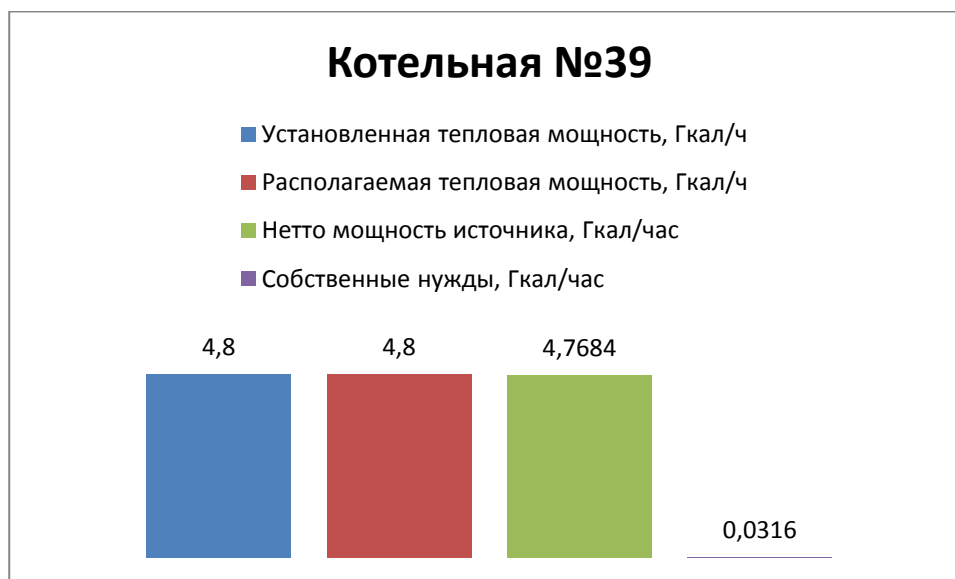


Котельная №39

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.166

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4,8	4,8	4,7684	0,0316

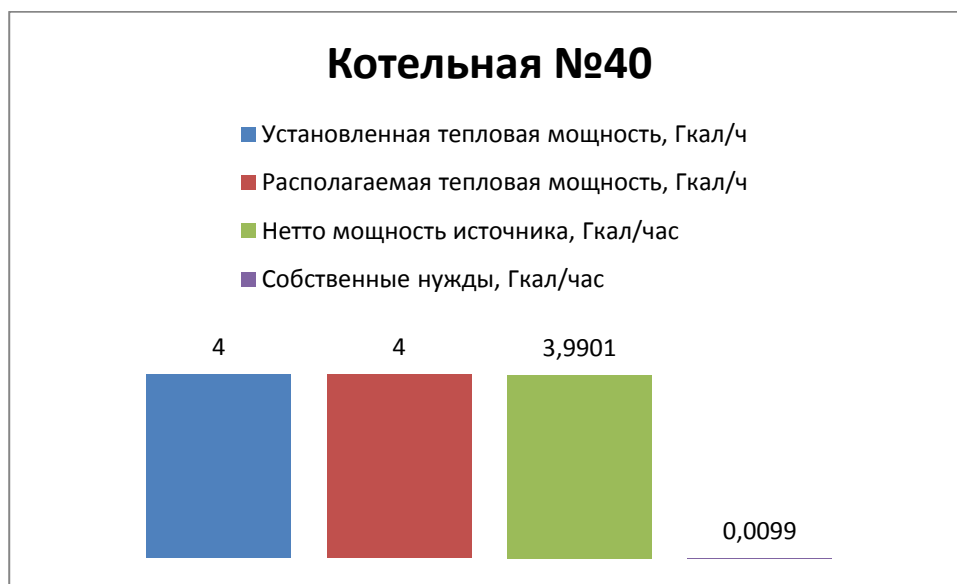
Диаграмма 1.2.33**Котельная №40**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.167

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4	4	3,9901	0,0099

Диаграмма 1.2.34



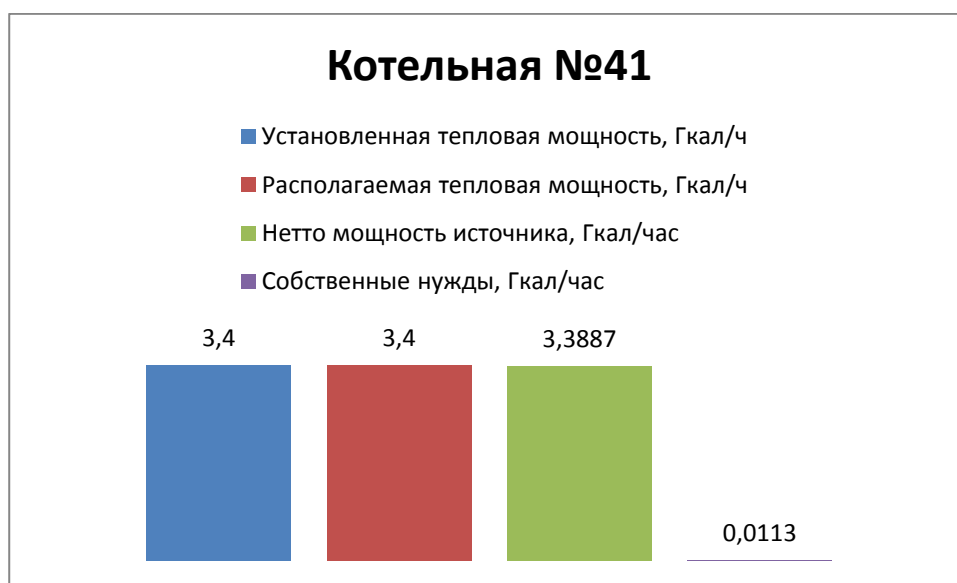
Котельная №41

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.168

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
3,4	3,4	3,3887	0,0113

Диаграмма 1.2.35

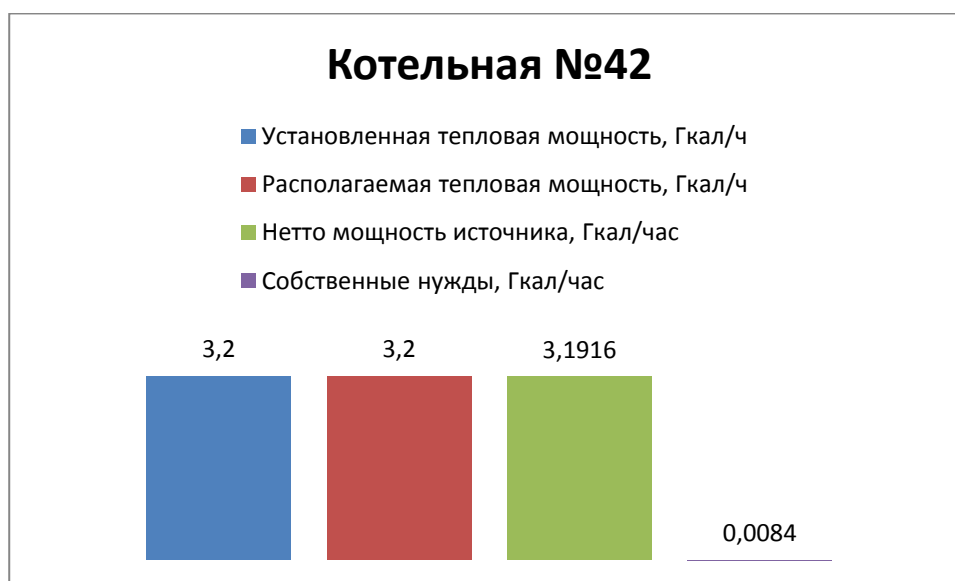


Котельная №42

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.169

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
3,2	3,2	3,1916	0,0084

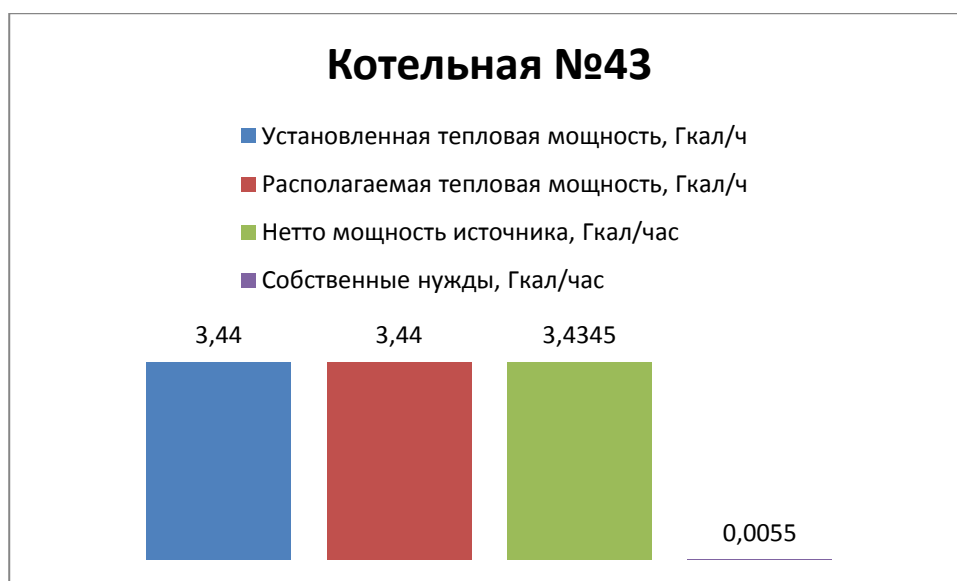
Диаграмма 1.2.36**Котельная №43**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.170

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
3,44	3,44	3,4345	0,0055

Диаграмма 1.2.37



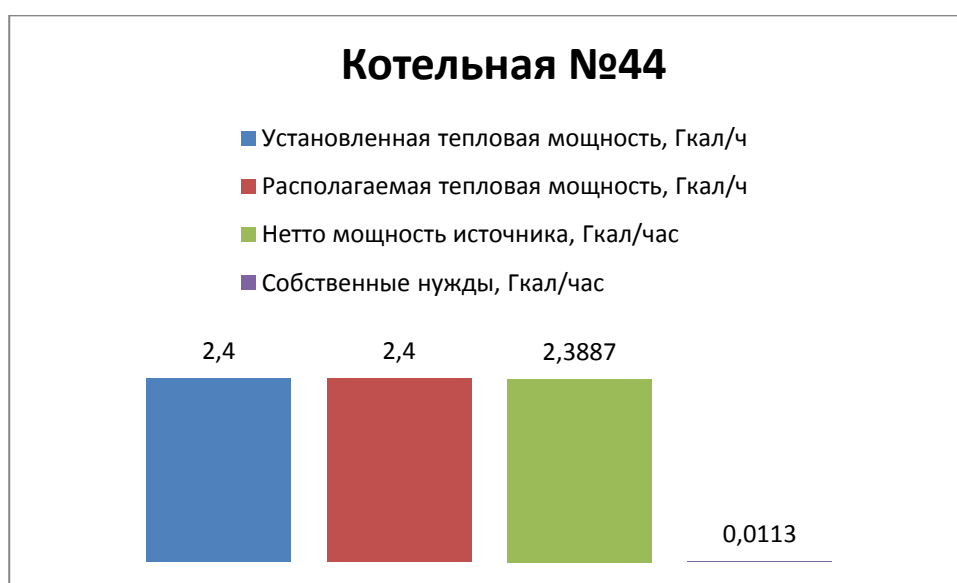
Котельная №44

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.171

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
2,4	2,4	2,3887	0,0113

Диаграмма 1.2.38

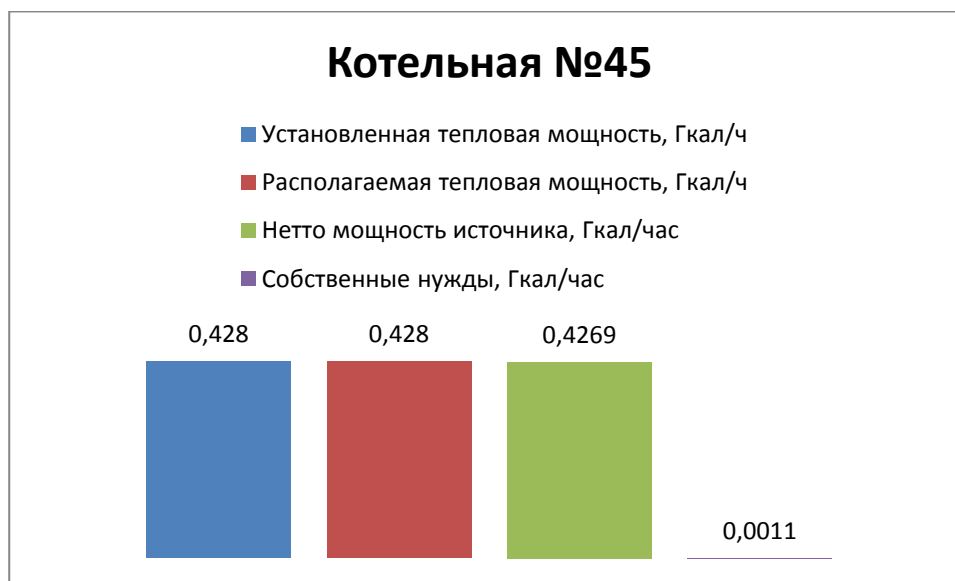


Котельная №45

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.172

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
0,428	0,428	0,4269	0,0011

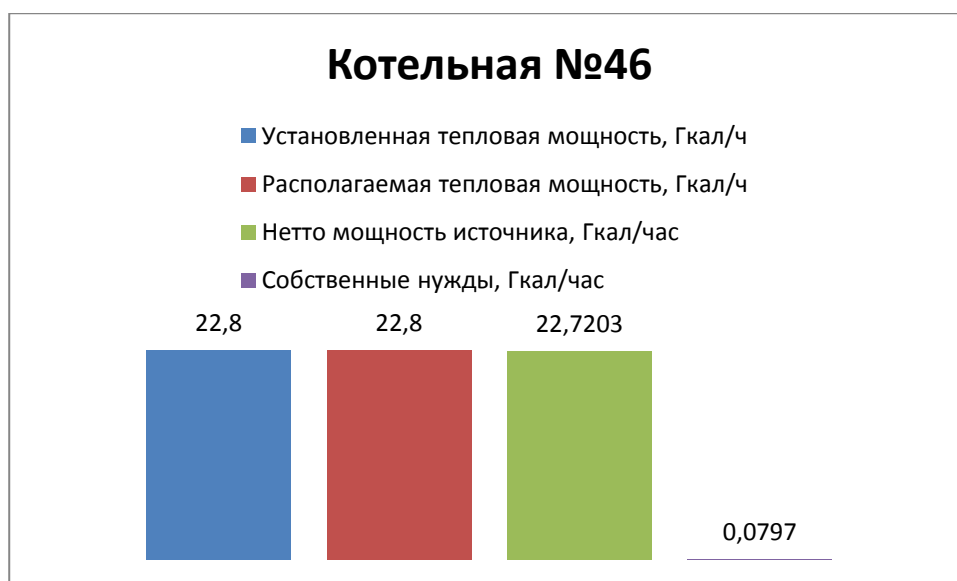
Диаграмма 1.2.39**Котельная №46**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.173

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
22,8	22,8	22,7203	0,0797

Диаграмма 1.2.40



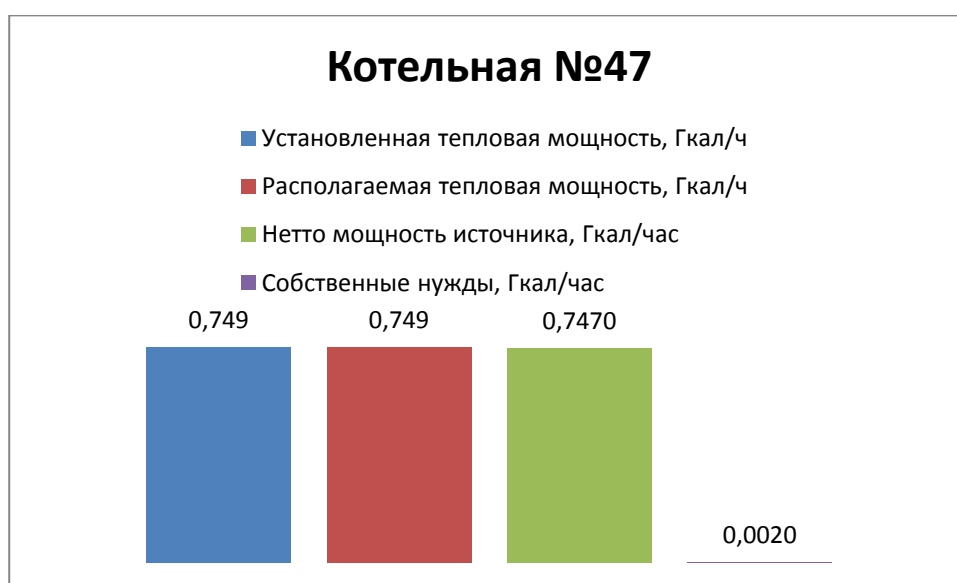
Котельная №47

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.174

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
0,749	0,749	0,747	0,0020

Диаграмма 1.2.41

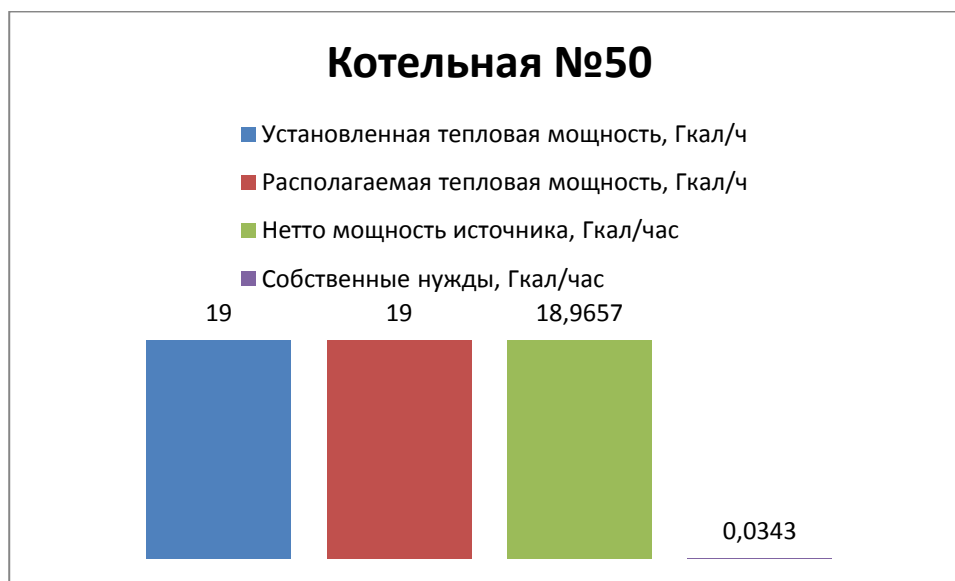


Котельная №50

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.175

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
19	19	18,9657	0,0343

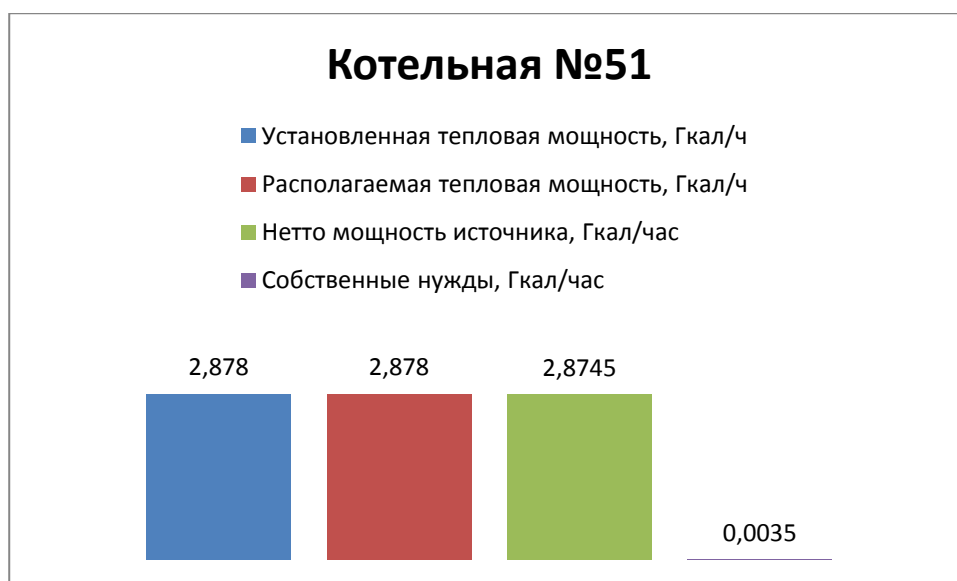
Диаграмма 1.2.42**Котельная №51**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.176

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
2,878	2,878	2,8745	0,0035

Диаграмма 1.2.43



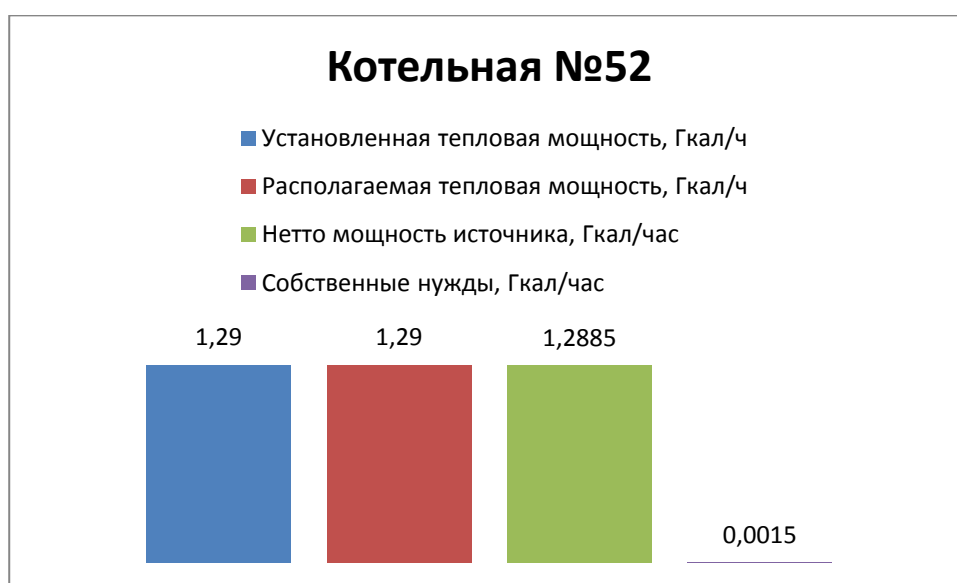
Котельная №52

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.177

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1,29	1,29	1,288	0,0015

Диаграмма 1.2.44



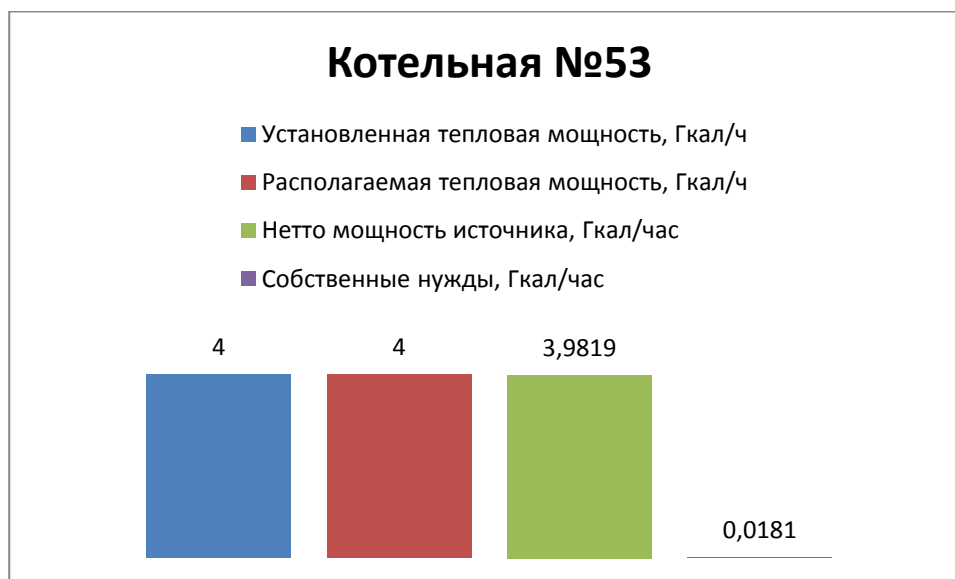
Котельная №53

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.178

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4	4	3,9819	0,0181

Диаграмма 1.2.45



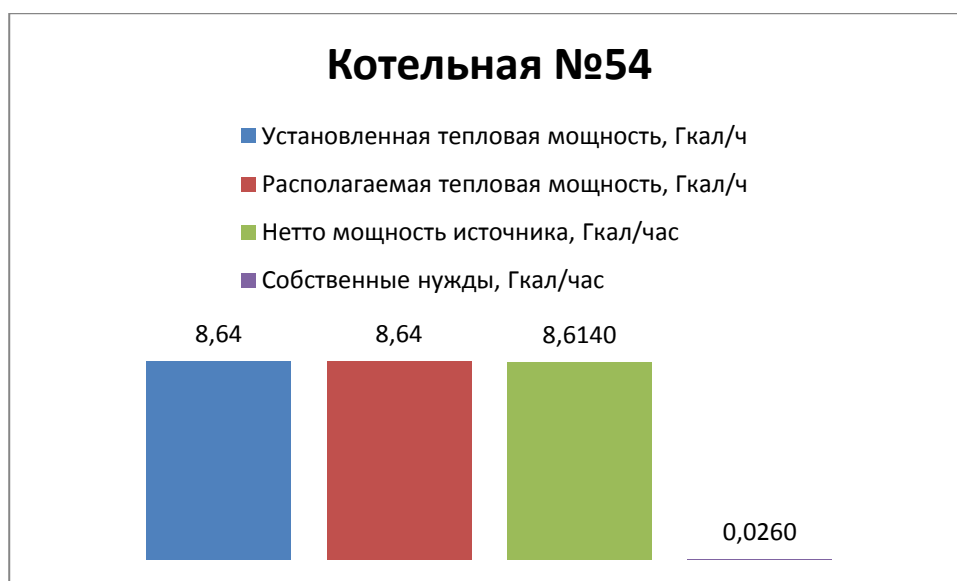
Котельная №54

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.179

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
8,64	8,64	8,6140	0,0260

Диаграмма 1.2.46



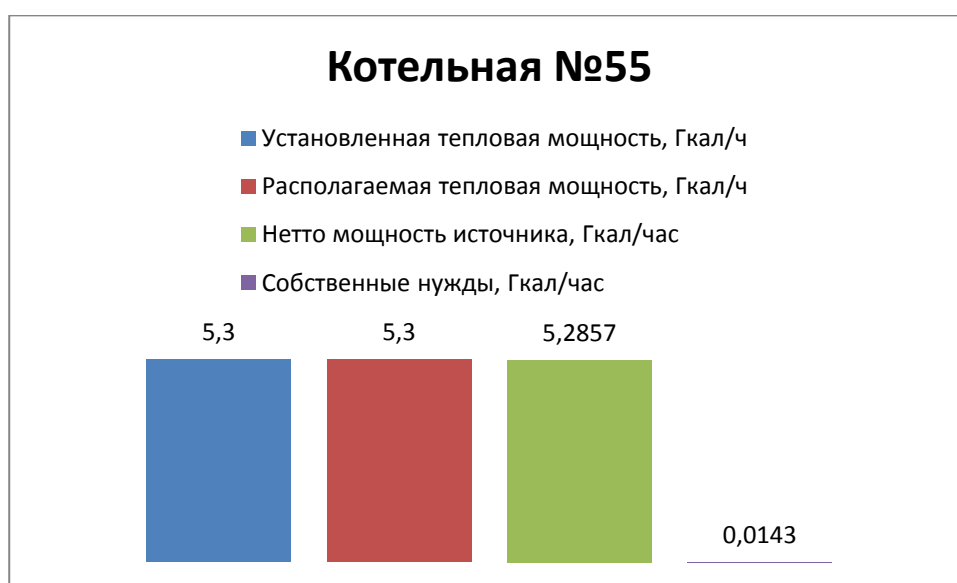
Котельная №55

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.180

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
5,3	5,3	5,2857	0,0143

Диаграмма 1.2.47

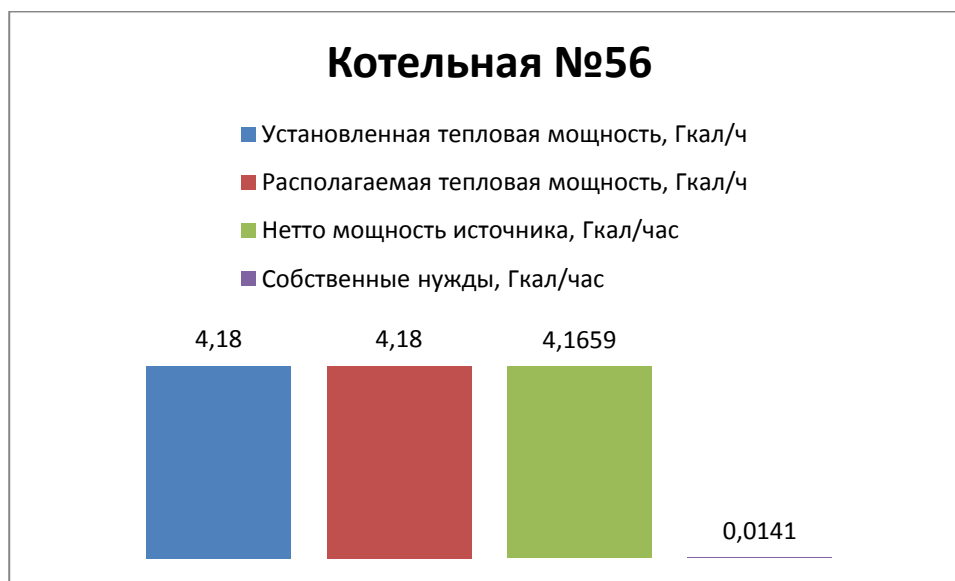


Котельная №56

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.181

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
4,18	4,18	4,1659	0,0141

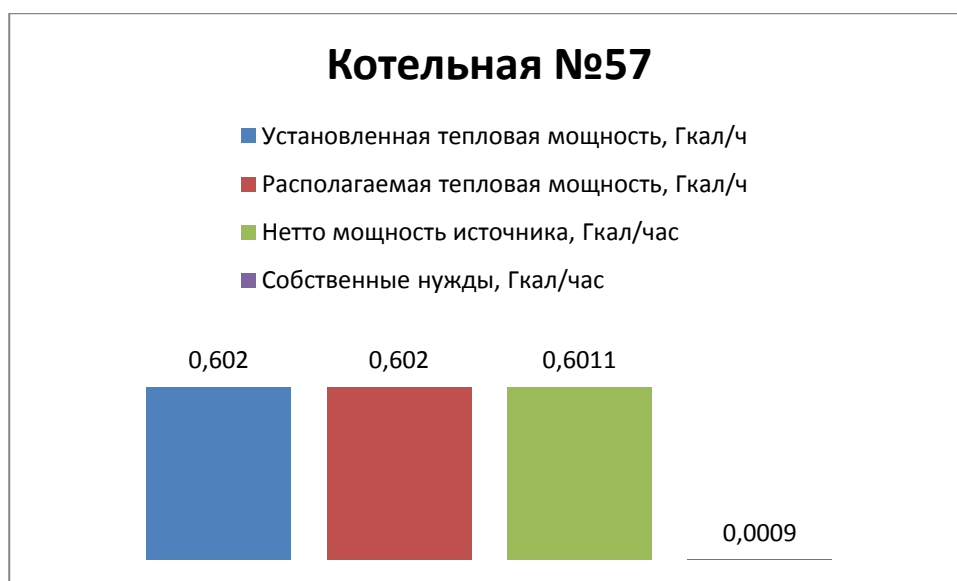
Диаграмма 1.2.48**Котельная №57**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.182

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
0,602	0,602	0,6011	0,0009

Диаграмма 1.2.49



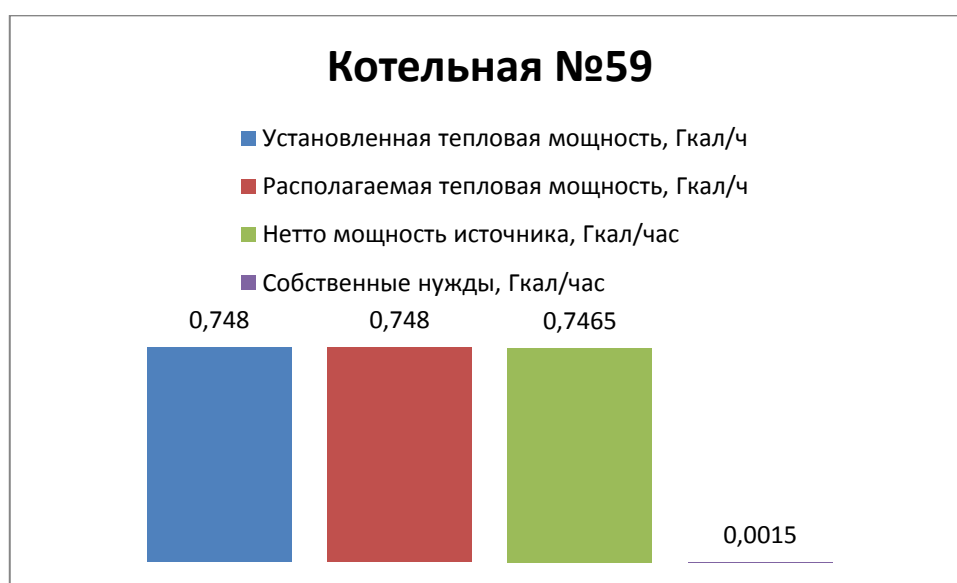
Котельная №59

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.183

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
0,748	0,748	0,7465	0,0015

Диаграмма 1.2.50

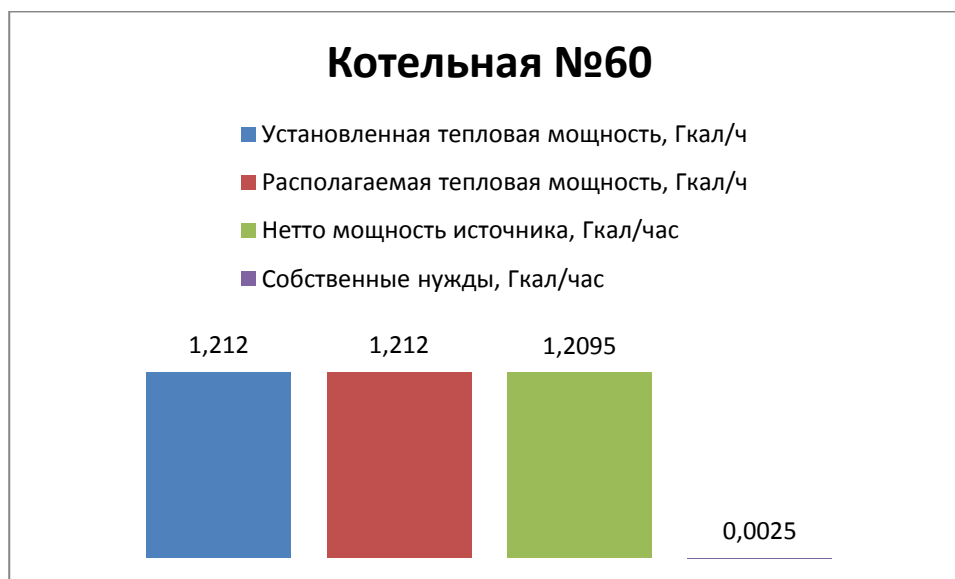


Котельная №60

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.184

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1,212	1,212	1,2095	0,0025

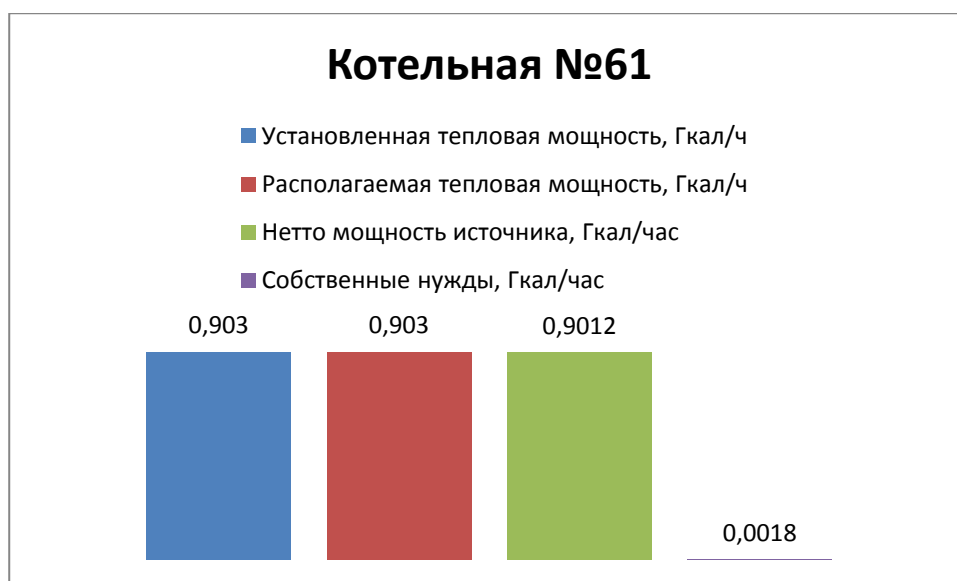
Диаграмма 1.2.51**Котельная №61**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.185

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
0,903	0,903	0,9012	0,0018

Диаграмма 1.2.52



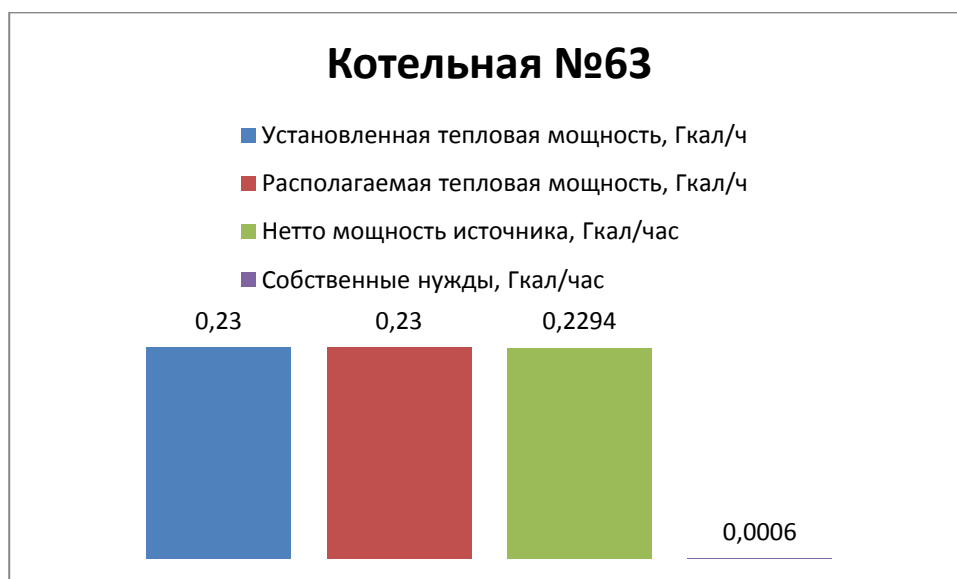
Котельная №63

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.186

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
0,23	0,23	0,2294	0,0006

Диаграмма 1.2.53

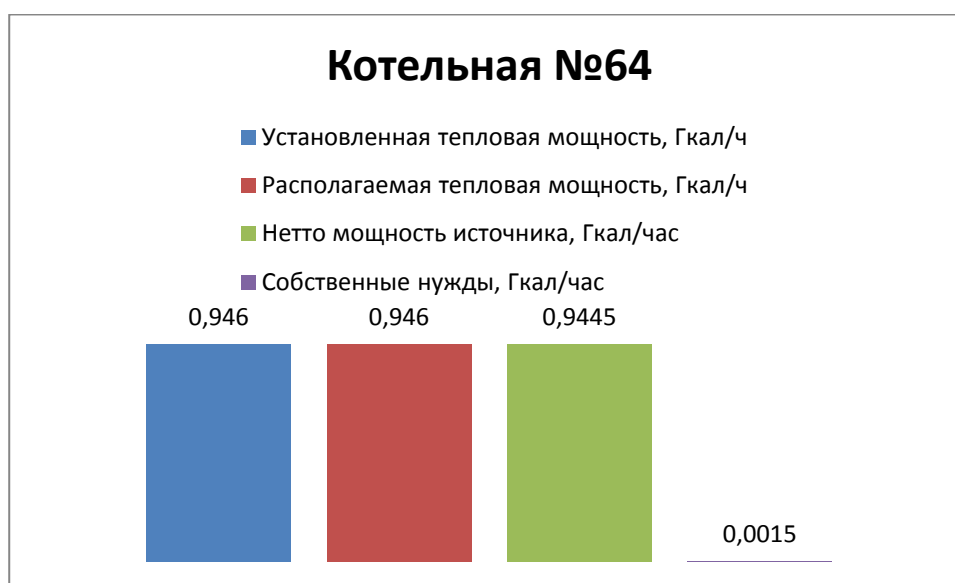


Котельная №64

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.187

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
0,946	0,946	0,9445	0,0015

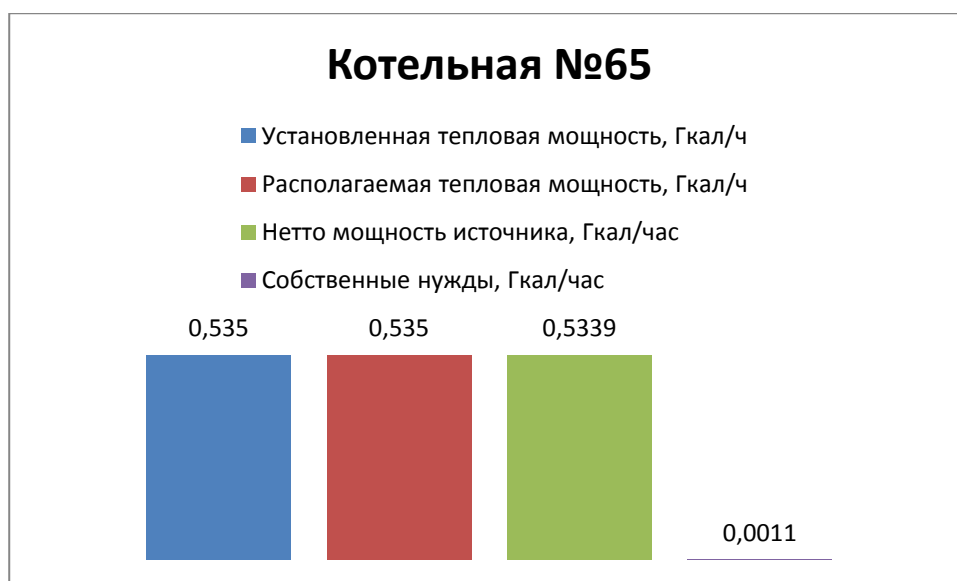
Диаграмма 1.2.54**Котельная №65**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.188

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
0,535	0,535	0,5339	0,0011

Диаграмма 1.2.55



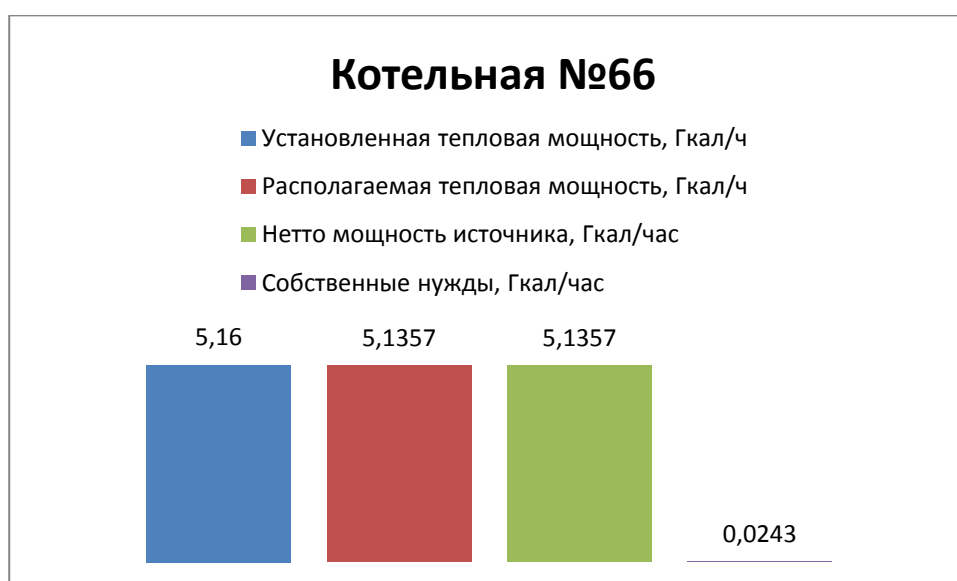
Котельная №66

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.189

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
5,16	5,16	5,1357	0,0243

Диаграмма 1.2.56

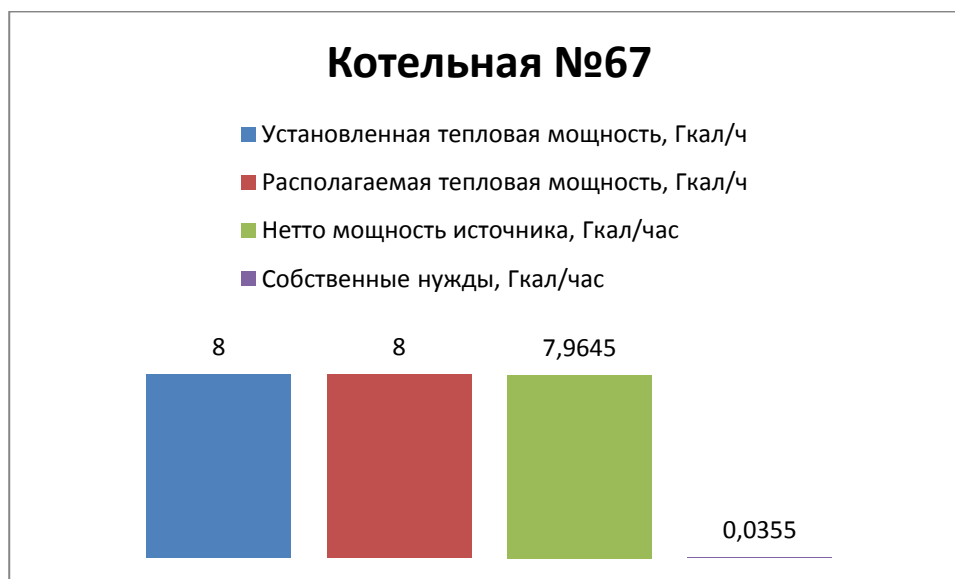


Котельная №67

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.190

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
8	8	7,9645	0,0355

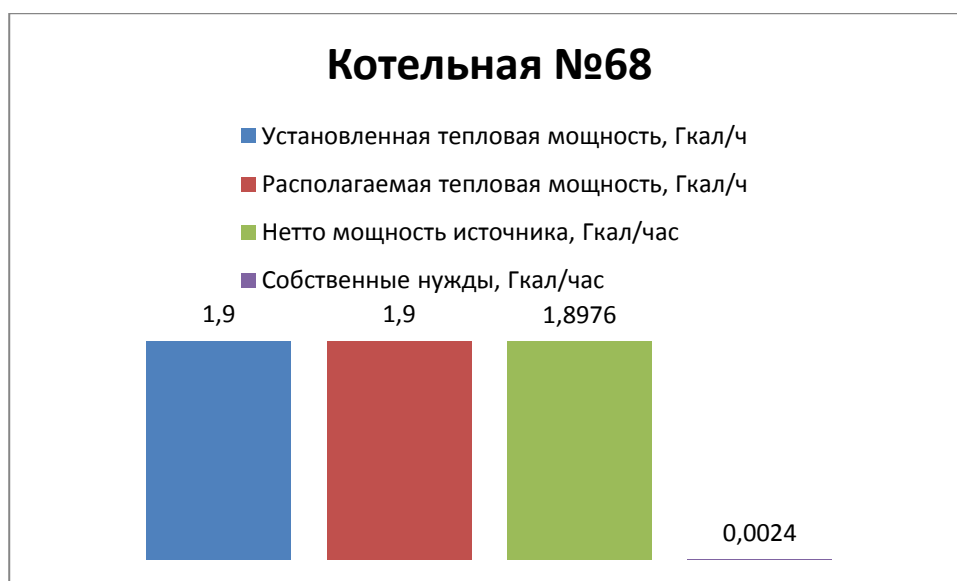
Диаграмма 1.2.57**Котельная №68**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.191

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1,9	1,9	1,8976	0,0024

Диаграмма 1.2.58



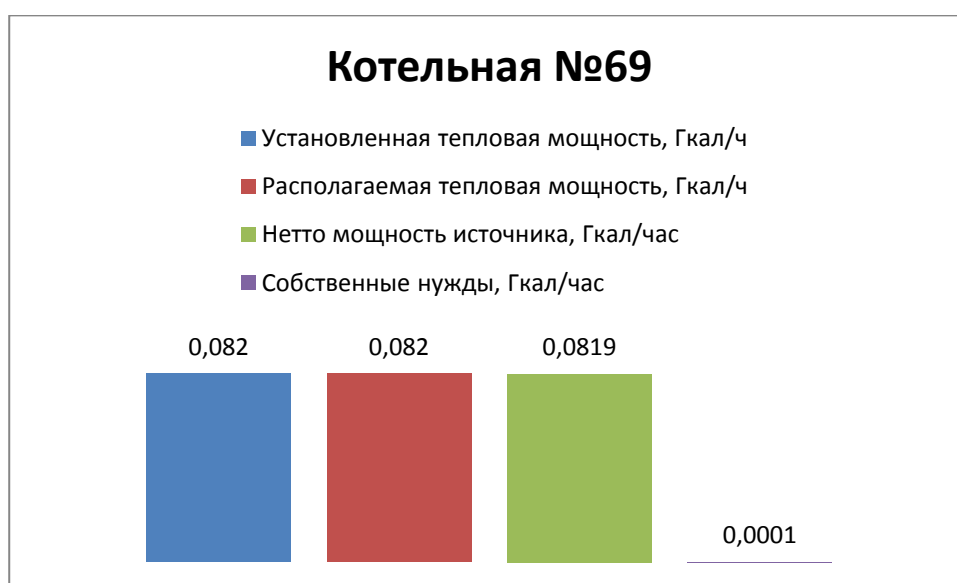
Котельная №69

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.192

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
0,082	0,082	0,0819	0,0001

Диаграмма 1.2.59

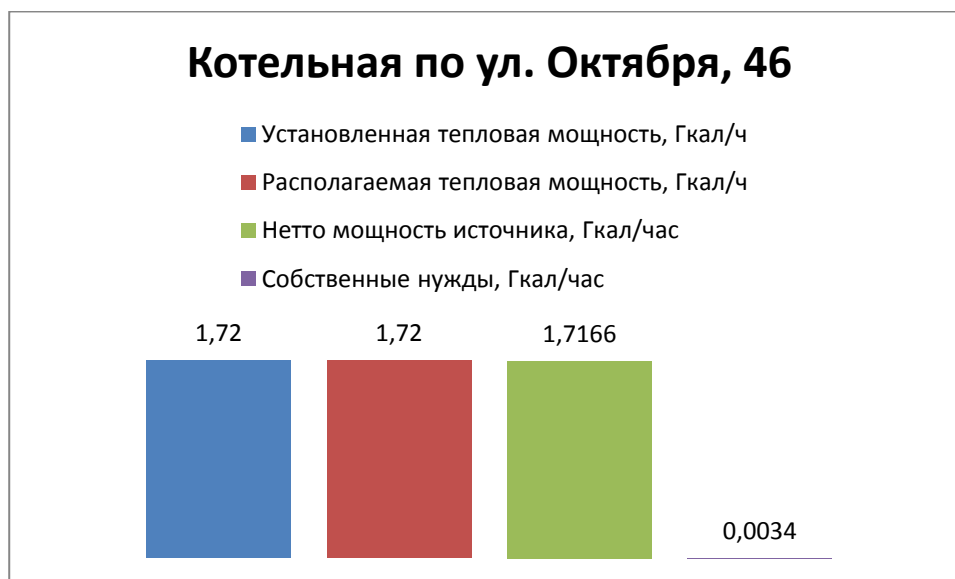


Котельная по ул. Октября, 46 (Хладокомбинат)

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.193

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
1,72	1,72	1,7166	0,0034

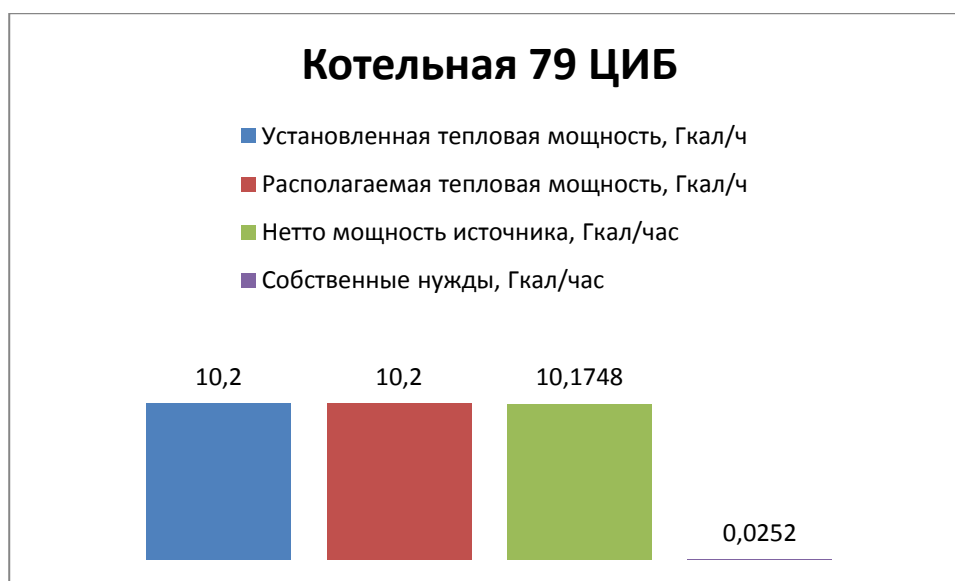
Диаграмма 1.2.60**Котельная 79 ЦИБ**

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.194

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
10,2	10,2	10,1748	0,0252

Диаграмма 1.2.61



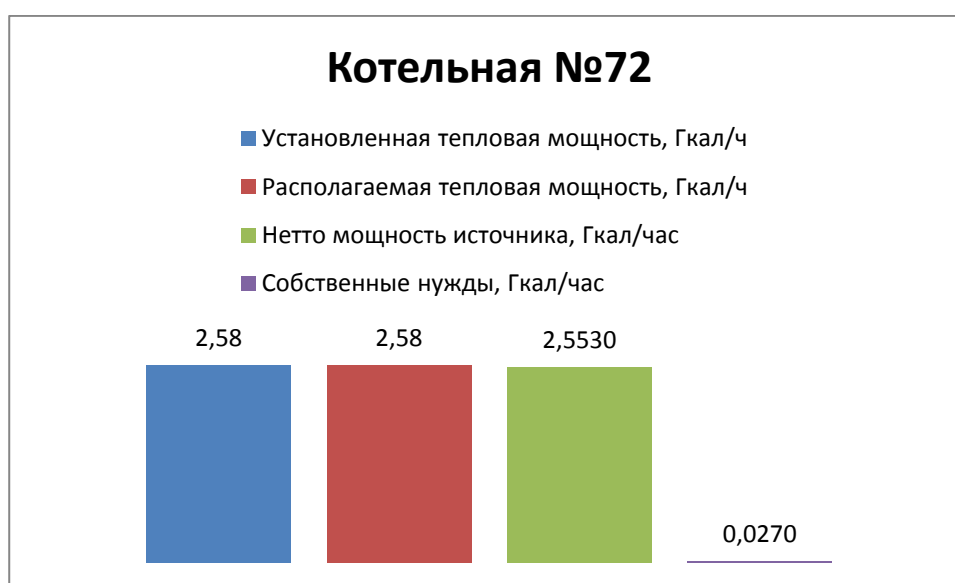
Котельная № 72 ул. Станционная, 1

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.195

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
2,58	2,58	2,5530	0,0270

Диаграмма 1.2.62



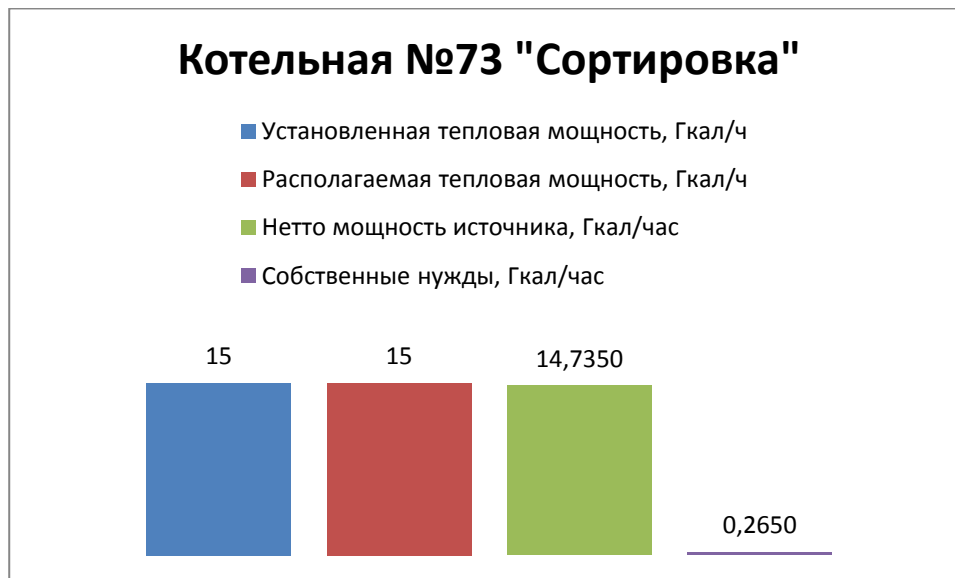
Котельная №73 «Сортировка»

Оценка тепловых мощностей источника тепловой энергии.

Таблица 1.2.196

Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
15	15	14,7350	0,2650

Диаграмма 1.2.63



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

Смоленская ТЭЦ – 2

В таблице приведено основное оборудование электростанции и его техническое состояние.

Таблица 1.2.197

№ п/п	Наименование оборудования, тип, завод - изготовитель, ст. №	Год ввода	Наработка, ч на 01.01.2013	Парковый ресурс, ч	Назначенный инд. ресурс, ч
1	Паровой котел БКЗ-210-140-7 ст.№1 (БКЗ)	01.1973	277 267	212 000	295 931
2	Паровой котел БКЗ-210-140-7 ст.№2 (БКЗ)	10.1973	274 543	212 000	298 201
3	Паровой котел БКЗ-210-140-7 ст.№3 (БКЗ)	12.1973	273 476	212 000	300 567
4	Паровой котел БКЗ-210-140-7 ст.№4 (БКЗ)	09.1975	263 645	212 000	295 123
5	Паровой котел ТГМЕ-464 ст.№5 (ТКЗ)	09.1982	216 778	210 000	261 792
6	Паровая турбина ПТ-60-130/13 ст. № 1 (ЛМЗ)	01.1973	297 415	220 000	337 587
7	Паровая турбина Т-100/120-130-2 ст. № 2 (ТМЗ)	12.1973	292 551	220 000	330 264
8	Паровая турбина Т-110/120-1 30-4 ст. № 3 (ТМЗ)	08.1982	224 485	220 000	259 045
9	Водогрейный котел КВГМ-100 ст. №2 (ДКЗ)	12.1979	7752	16 лет	до 07.06.2014
10	Водогрейный котел КВГМ-100 ст. №3 (ДКЗ)	12.1980	14970	16 лет	до 10.12.2016
11	Водогрейный котел КВГМ-100 ст. №4 (ДКЗ)	12.1986	9386	16 лет	до 16.11.2014

В настоящее время основное оборудование выработало парковый ресурс и работает на назначенном по результатам обследования индивидуальном ресурсе. В настоящее время вывод основного оборудования Смоленской ТЭЦ-2 из эксплуатации не планируется.

Для обеспечения надежной работы энергетического оборудования, а также продления срока его эксплуатации, на Смоленской ТЭЦ-2 производятся ремонтные работы. Программа ремонтов формируется на основе предварительной диагностики производственных фондов, состояния оборудования, требований нормативной документации, а также на основе многолетнего опыта эксплуатации оборудования.

В период 2010-2012 гг. на электростанции произведены:

- работы по текущему и среднему ремонтам на 5 паровых и 3 водогрейных котлах и на 3 паровых турбинах;

- работы по капитальным ремонтам на паровых котлах ПК-1, ПК-2 и ПК-3 и на паровых турбинах ТА-1, ТА-2 и ТА-3;

Возможность дальнейшей эксплуатации оборудования по окончании назначенного ресурса устанавливается исследованием состояния и диагностики металла энергоустановок.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ»

В таблице 1.2.198 приведена характеристика основного оборудования котельной и его техническое состояние.

Таблица 1.2.198

№ блока	Наименование оборудования	Год ввода	Год продления
Ст. №1	ПК БМ-45	1961	2016
Ст. №2	ПК ТС-20р	1956	2015
Ст. №6	ПК ТС-35р	1953	2017
Ст. №7	ПК ТП-35ур	1957	2014
Ст. №8	ВК ПТВМ-50-1	1966	2016
Ст. №9	ВК ПТВМ-50-1	1967	2014

Технические характеристики сетевых насосов приведены в таблицах 1.2.199-1.2.200

Таблица 1.2.199

Выполняемая функция	Марка	Кол-во, шт.	Максимальная производительность, Q м ³ /ч, одного насоса	Напор Н, м
Сетевые насосы	ЦН-400-105	1	500	92,5
Сетевой насос	НР 200/500	4	520	98
Сетевой насос	Д630/90	1	630	90
Подпиточные насосы	АЦНС38-110	3	38	115

Таблица 1.2.200

Станция	Оборудование	Технические характеристики
ПНС № 1	1. Насосы СЭ 1250-70-11 - 4 шт;	Q = 1250 м ³ /час; Н = 70 м.в.с.; t=180°C; P _{макс.вс} =1Ю м;
	2. Клапан регулирующий РКП Ж 700- 1 шт.	
ПНС № 2	1. Насосы СЭ 1250-70-11 - 6 шт.	Q = 1250 м ³ /час; Н = 70 м.в.с.; t= 180°C; P _{макс.вс} =110 м;
	2. Клапан регулирующий РКП Ж 700 - 1 шт.	
ПНС № 3; ПТ	1. Насосы CNX 400-300- 500-50004- 2 шт.	Q = 2000 м ³ /час; Н = 66 м.в.с.

Источники МУП «Смоленсктеплосеть»**Котельная №1 ул. Нормандия – Неман, 1****Таблица 1.2.201**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	2008	15	10	-	-
КВТС-1 ст.№2	2002	15	4	-	-
КВТС-1 ст.№3	2007	15	9	-	-
КВТС-1 ст.№4	1999	15	1	-	-
КВТС-1 ст.№5	2004	15	6	-	-
КВТС-1 ст.№6	2000	15	2	-	-
КВТС-1 ст.№7	1998	15	0	-	-
КВТС-1 ст.№8	1998	15	0	-	-
КВТС-1 ст.№9	2008	15	10	-	-
КВТС-1 ст.№10	1998	15	0	-	-
КВТС-1 ст.№11	2004	15	6	-	-
КВТС-1 ст.№12	2004	15	6	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется около 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №2 Дорогобужская**Таблица 1.2.202**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№2	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№3	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№4	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№5	2004	15	6	-	-
КВТС-1 ст.№6	2009	15	11	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется менее 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №4 Ак. Петрова**Таблица 1.2.203**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	1995	15	0	-	-
КВТС-1 ст.№2	1996	15	0	-	-
КВТС-1 ст.№3	1995	15	0	-	-
КВТС-1 ст.№4	1995	15	0	-	-
КВТС-1 ст.№5	1997	15	0	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной

эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день оно находится в удовлетворительном техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №5 ул. Нахимова, 5

Таблица 1.2.204

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	2002	15	4	-	-
КВТС-1 ст.№2	2002	15	4	-	-
КВТС-1 ст.№3	2002	15	4	-	-
КВТС-1 ст.№4	2002	15	4	-	-
КВТС-1 ст.№5	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№6	2001	15	3	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №6**Таблица 1.2.205**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№2	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№3	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№4	2007	15	9	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется менее 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №7 Вяземская**Таблица 1.2.206**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	2004	15	6	-	-
КВТС-1 ст.№2	2004	15	6	-	-
КВТС-1 ст.№3	1993	15	0	-	-
КВТС-1 ст.№4	1994	15	0	-	-
КВТС-1 ст.№5	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№6	2003	15	5	-	-
КСВ-1.86 №7	1995	15	0	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что часть оборудования котельной эксплуатируется около 20 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 15 годам, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха. Данное обстоятельство связано с тем, что эксплуатационным и ремонтным персоналом предприятия своевременно проводятся работы по текущему и капитальному ремонту оборудования котельной. При этом, в связи с высоким износом оборудования ремонтный фонд из года в год увеличивается, что неизбежно сказывается на росте тарифа для потребителей.

Котельная №8 Парковая, 20**Таблица 1.2.207**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст.№2	2002	15	4	-	-
КВТС-0.5 №3	2002	15	4	-	-
КВТС-0.5 №4	2004	15	6	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется менее 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №12 Вишенки**Таблица 1.2.208**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВГ-2.32-95Н №7	2007	15	10	-	-
КВГ-2.32-95Н №8	2007	15	10	-	-
КВГ-2.32-95Н №9	2002	15	4	-	-
КВГ-2.32-95Н №10	2002	15	4	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется около 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №13 Областная больница

Таблица 1.2.209

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
ДКВР-4/13 ст. №1	1971	20	0	н/д	н/д
ДКВР-4/13 ст. №2	1971	20	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 40 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 20 годам, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного. Данное обстоятельство связано с тем, что эксплуатационным и ремонтным персоналом предприятия своевременно проводятся работы по текущему и капитальному ремонту оборудования котельной. При этом, в связи с высоким износом оборудования ремонтный фонд из года в год увеличивается, что неизбежно сказывается на росте тарифа для потребителей.

Котельная №14 Гедоновка**Таблица 1.2.210**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
ДКВР-2.5/13 ст.№1	1970	20	0	н/д	н/д
ДКВР-2.5/13 ст.№2	1972	20	0	н/д	н/д
ДКВР-2.5/13 ст.№3	1974	20	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 30 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 20 годам, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха. Данное обстоятельство связано с тем, что эксплуатационным и ремонтным персоналом предприятия своевременно проводятся работы по текущему и капитальному ремонту оборудования котельной. При этом, в связи с высоким износом оборудования ремонтный фонд из года в год увеличивается, что неизбежно сказывается на росте тарифа для потребителей.

Котельная №15 Кловка 1**Таблица 1.2.211**

Марка установленно го в котельной котла	Год ввода в эксплуатаци ю оборудовани я	Нормативны й срок службы оборудовани я (в соответстви и с паспортом)	Остаточный ресурс оборудован ия	Год продления ресурса, мероприяти я по продлению ресурса	Год последнего освидетельствован ия при допуске к эксплуатации после ремонтов
ТВГ-1.5 ст. №1	1995	14	0	н/д	н/д
КВТС-1 СТ. №2	1995	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 СТ. №3	2003	15	5	н/д	н/д
КВТС-1 СТ. №4	2003	15	5	н/д	н/д
Кву-2/95 ст. №5	1997	15	0	н/д	н/д
Кву-2/95 ст. №6	1997	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что 4 котла эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день морально и физически устарели. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 15 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №16 Кловка 2**Таблица 1.2.212**

Марка установленно го в котельной котла	Год ввода в эксплуатаци ю оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточн ый ресурс оборудов ания	Год продления ресурса, мероприяти я по продлению ресурса	Год последнего освидетельствован ия при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	1995	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№2	1995	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№3	1994	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№4	1994	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 15 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №18 Гарабурды**Таблица 1.2.213**

Марка установленно го в котельной котла	Год ввода в эксплуатаци ю оборудован ия	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточны й ресурс оборудован ия	Год продления ресурса, мероприяти я по продлению ресурса	Год последнего освидетельствован ия при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	1995	15	0	н/д	н/д
ТВГ-1.5 ст. №2	1995	14	0	н/д	н/д
ТВГ-1.5 ст. №3	1993	14	0	н/д	н/д
ТВГ-1.5 ст. №4	1993	14	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№5	1992	15	0	н/д	н/д

КВТС-1 ст.№6	2004	15	6	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№7	1993	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№8	1991	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№9	1991	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№10	1990	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№11	1990	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№12	2004	15	6	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что большинство оборудования котельной эксплуатируется более 20 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 15 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №19 Ситники 1

Таблица 1.2.214

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	2004	15	6	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№2	2004	15	6	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№3	2003	15	5	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№4	1996	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№5	1997	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№6	1999	15	1	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№7	1994	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№8	1994	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что несколько котлов эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №20 Ситники 2

Таблица 1.2.215

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст.№1	2004	15	6	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№2	2002	15	4	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№3	2004	15	6	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№4	1996	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№5	2003	15	5	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№6	1993	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№7	1994	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст.№8	1995	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что четыре котла в котельной эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день морально и физически устарели. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 15 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №21 Ситники 3**Таблица 1.2.216**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
ТВГ-8М ст. №1	1984	14	0	н/д	н/д
ТВГ-8М ст. №2	1984	14	0	н/д	н/д
КВГ-6.5 ст. №3	1989	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 20 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 15 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №23 Школа №19 Лукина**Таблица 1.2.217**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-0.5 ст. №1	1993	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №2	2004	15	6	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется менее 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №24 Школа №10 Гастелло**Таблица 1.2.218**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	1994	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №2	1994	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №3	1991	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №4	1990	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 15 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №25 Баня №5**Таблица 1.2.219**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	1993	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №2	2003	15	5	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется около 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №26 1-я Горбольница**Таблица 1.2.220**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
Е-1.0-0.9Г-3 ст. №1	1994	15	0	н/д	н/д
Е-1.0-0.9Г-3 ст. №2	1994	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 15 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №27 Сан. Лесная школа**Таблица 1.2.221**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-0.5 ст. №1	1993	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №2	2002	15	4	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 11 год и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №28 Школа Интернат**Таблица 1.2.222**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	2003	15	5	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №2	1995	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №3	1995	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №4	1995	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день оно находится в удовлетворительном техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №29 Школа №1**Таблица 1.2.223**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	1993	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №2	1993	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день оно находится в удовлетворительном техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №30 Д/с №6 Красный Бор**Таблица 1.2.224**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	1993	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №2	1993	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день оно находится в удовлетворительном техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №31 Дом ребенка**Таблица 1.2.225**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	1993	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №2	1993	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №3	1993	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 15 лет и на сегодняшний день оно находится в удовлетворительном техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №32 Соболева ЖБИ**Таблица 1.2.226**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВ-ГМ-2.32 ст. №1	2006	15	8	н/д	н/д
КВ-ГМ-2.32 ст. №2	2006	15	8	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется менее 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения

качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №33 Школа №18

Таблица 1.2.227

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	1992	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №2	1992	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №3	1990	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №4	1990	15	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 20 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 20 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха. Данное обстоятельство связано с тем, что эксплуатационным и ремонтным персоналом предприятия своевременно проводятся работы по текущему и капитальному ремонту оборудования котельной. При этом, в связи с высоким износом оборудования ремонтный фонд из года в год увеличивается, что неизбежно сказывается на росте тарифа для потребителей.

Котельная №34 2-й Краснофлотский переулок, 2

Таблица 1.2.228

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	2003	15	5	н/д	н/д

КВТС-1 ст. №2	2003	15	5	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №3	2003	15	5	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №4	2003	15	5	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №5	1995	15	0	н/д	н/д
КВТС-1 ст. №6	2005	15	7	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется около 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №35 ул. Лавочкина, 39

Таблица 1.2.229

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВ-ГМ-1.16-95Н ст. №1	2007	15	9	-	-
КВ-ГМ-1.16-95Н ст. №2	2007	15	9	-	-
КВ-ГМ-1.16-95Н ст. №3	2007	15	9	-	-
КВ-ГМ-1.16-95Н ст. №4	2007	15	9	-	-
КВ-ГМ-1.16-95Н ст. №5	2007	15	9	-	-
КВ-ГМ-1.16-95Н ст. №6	2007	15	9	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 6 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №36 Ситники - 4**Таблица 1.2.230**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КСВ-2.9Г ст.№1	1998	15	1	-	-
КСВ-2.9Г ст.№2	1998	15	1	-	-
КСВ-2.9Г ст.№3	1998	15	1	-	-
КСВ-2.9Г ст.№4	1998	15	1	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 15 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №37 Торфопредприятие**Таблица 1.2.231**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	2005	15	7	-	-
КВТС-1 ст. №2	1998	15	1	-	-
КВТС-1 ст. №3	2004	15	6	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 8 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №38 Краснофлотская, 33**Таблица 1.2.232**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №2	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №3	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №4	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №5	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №6	2003	15	5	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №39 Строгань Колодня**Таблица 1.2.233**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	2001	15	3	-	-
КВТС-1 ст. №2	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №3	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №4	2005	15	7	-	-
КВТС-1 ст. №5	1992	15	0	-	-
КВТС-1 ст. №6	2002	15	4	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется около 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №40 Миловидово**Таблица 1.2.234**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	2007	15	9	-	-
КВТС-1 ст. №2	2012	15	14	-	-
КВТС-1 ст. №3	2012	15	14	-	-
КВТС-1 ст. №4	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №5	2007	15	9	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной

эксплуатируется 6 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №41 4-й Красный переулок

Таблица 1.2.235

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №2	2002	15	4	-	-
КВТС-1 ст. №3	2009	15	11	-	-
КВТС-1 ст. №4	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №5	2004	15	6	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 11 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №42 ул. Лавочкина, 47/1

Таблица 1.2.236

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВТС-1 ст. №1	1998	15	1	-	-
КВТС-1 ст. №2	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №3	2003	15	5	-	-
КВТС-1 ст. №4	2003	15	5	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №43 ул. Ракитная

Таблица 1.2.237

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
Братск-1Г ст. №1	1989	20	0	н/д	н/д
Братск-1Г ст. №2	1989	20	0	н/д	н/д
Братск-1Г ст. №3	1989	20	0	н/д	н/д
Братск-1Г ст. №4	1989	20	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 20 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 20 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха. Данное обстоятельство связано с тем, что эксплуатационным и ремонтным персоналом предприятия своевременно проводятся работы по текущему и капитальному ремонту оборудования котельной. При этом, в связи с высоким износом оборудования ремонтный фонд из года в год увеличивается, что неизбежно сказывается на росте тарифа для потребителей.

Котельная №44 ул. Радищева

Таблица 1.2.238

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
--	---------------------------------------	---	--------------------------------	---	--

				ресурса	
КВТС-1 ст. №1	2009	15	11	-	-
КВТС-1 ст. №2	1997	15	0	-	-
КВТС-1 ст. №3	1997	15	0	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 16 лет и на сегодняшний день оно находится в удовлетворительном техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №45 ул. Николаева, 21б

Таблица 1.2.239

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВМ-125ГН ст.№1	2001	15	3	-	-
КВМ-125ГН ст.№2	2001	15	3	-	-
КВМ-125ГН ст.№3	2001	15	3	-	-
КВМ-125ГН ст.№4	2001	15	3	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 12 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №46 Гнездово**Таблица 1.2.240**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
ДКВРВ-20/13-115ГМ ст.№1	1978	20	0	н/д	н/д
ДКВРВ-20/13-115ГМ ст.№2	1978	20	0	н/д	н/д

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 20 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 20 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха. Данное обстоятельство связано с тем, что эксплуатационным и ремонтным персоналом предприятия своевременно проводятся работы по текущему и капитальному ремонту оборудования котельной. При этом, в связи с высоким износом оборудования ремонтный фонд из года в год увеличивается, что неизбежно сказывается на росте тарифа для потребителей.

Котельная №47 ул. Николаева, 27а**Таблица 1.2.241**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВМ-125ГН ст.№1	2001	15	3	-	-
КВМ-125ГН ст.№2	2001	15	3	-	-
КВМ-125ГН ст.№3	2001	15	3	-	-
КВМ-125ГН	2001	15	3	-	-

ст.№4					
КВМ-125ГН ст.№5	2001	15	3	-	-
КВМ-125ГН ст.№6	2001	15	3	-	-
КВМ-125ГН ст.№7	2001	15	3	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 12 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №50 Мебельный комбинат**Таблица 1.2.242**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
ДКВР-10/13 ст.№1	1968	20	0	-	-
ДКВР-10/13 ст.№2	1968	20	0	-	-
КВ-Г-3.48-95Н №3	2009	15	11	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 40 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 20 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха. Данное обстоятельство связано с тем, что эксплуатационным и ремонтным персоналом предприятия своевременно проводятся работы по текущему и капитальному ремонту оборудования котельной. При этом, в связи с высоким износом оборудования ремонтный фонд из года в год увеличивается, что неизбежно сказывается на росте тарифа для потребителей.

Котельная №51 АТП - 5**Таблица 1.2.243**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
ДКВР-2.5/13-115ГМ ст.№1	1975	20	0	-	-
ДКВР-2.5/13-115ГМ ст.№2	1975	20	0	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется более 30 лет и на сегодняшний день морально и физически устарело. Несмотря на нормативный срок службы котлов, равный 20 лет, в настоящее время они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха. Данное обстоятельство связано с тем, что эксплуатационным и ремонтным персоналом предприятия своевременно проводятся работы по текущему и капитальному ремонту оборудования котельной. При этом, в связи с высоким износом оборудования ремонтный фонд из года в год увеличивается, что неизбежно сказывается на росте тарифа для потребителей.

Котельная №52 Школа №13

Таблица 1.2.244

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВ-ГМ-0.87-115Н ст.№1	2002	15	4	-	-
КВ-ГМ-0.87-115Н ст.№2	2009	15	11	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 11 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №53 ул. Нормандии-Неман, 2

Таблица 1.2.245

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
--	---------------------------------------	---	--------------------------------	---	--

КВ-1/95 ст.№1	2002	10	0	-	-
КВ-1/95 ст.№2	2002	10	0	-	-
КВ-1/95 ст.№3	2003	10	1	-	-
КВ-1/95 ст.№4	2003	10	1	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 10 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №54 ул. З.Космодемьянской, 3

Таблица 1.2.246

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
Ква-2.5ЭЭ ст.№1	2005	10	2	-	-
Ква-2.5ЭЭ ст.№2	2005	10	2	-	-
Ква-2.5ЭЭ ст.№3	2005	10	2	-	-
Ква-2.5ЭЭ ст.№4	2005	10	2	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 8 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №55 Краснинское шоссе, 3 б**Таблица 1.2.247**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
Dynatherm3200	2012	25	24	-	-
Dynatherm3200	2012	25	24	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 1 год и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №56 гор. Коминтерна**Таблица 1.2.248**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
НР-18 ст.№1	1999	15	1	-	-
НР-18 ст.№2	1999	15	1	-	-
КСВа-1 ст.№3	2001	15	3	-	-
КСВа-1 ст.№4	2001	15	3	-	-
КСВа-1 ст.№5	2001	15	3	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 14 лет и на сегодняшний день оно находится в удовлетворительном техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №57 пер. Юннатов**Таблица 1.2.249**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
PREXTERM-350 ст.№1	1998	20	5	-	-
PREXTERM-350 ст.№2	1998	20	5	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 15 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №59 ул. Гагарина, 26 (1)**Таблица 1.2.250**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
PREXTERM-470 ст.№1	1997	20	4	-	-
PREXTERM-400 ст.№2	2003	20	10	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 16 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №60 ул. Гагарина, 26 (2)**Таблица 1.2.251**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
PREXTERM-470 ст.№1	1998	20	5	-	-
PREXTERM-470 ст.№2	1998	20	5	-	-
PREXTERM-470 ст.№3	1998	20	5	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 15 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №61 ул. Гагарина, 26 (3)**Таблица 1.2.252**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
PREXTERM-350 ст.№1	1999	20	6	-	-
PREXTERM-350 ст.№2	1999	20	6	-	-
PREXTERM-350 ст.№3	1999	20	6	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 14 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения

качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №63 ул. Гагарина, 76

Таблица 1.2.253

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
PREXTERM-250 ст.№1	1997	20	4	-	-
PREXTERM-250 ст.№2	1997	20	4	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 16 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №64 ул. Дохтурова, 29

Таблица 1.2.254

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
PREXTERM-550 ст.№1	1999	20	6	-	-
PREXTERM-550 ст.№2	1999	20	6	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 14 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур

наружного воздуха.

Котельная №65 ул. Николаева, 27 а,в

Таблица 1.2.255

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВМ-125ГН ст.№1	2002	15	4	-	-
КВМ-125ГН ст.№2	2002	15	4	-	-
КВМ-125ГН ст.№3	2002	15	4	-	-
КВМ-125ГН ст.№4	2002	15	4	-	-
КВМ-125ГН ст.№5	2002	15	4	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 11 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №66 ул. Колхозная

Таблица 1.2.256

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВ-3.0 ст.№1	2007	10	4	-	-
КВ-3.0 ст.№2	2007	10	4	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 6 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом

состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №67 ул. Нахимова, 18

Таблица 1.2.257

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВ-Г-2.32-95Н ст.1	2004	15	6	-	-
КВ-Г-2.32-95Н ст.2	2004	15	6	-	-
КВ-Г-2.32-95Н ст.3	2004	15	6	-	-
КВ-Г-2.32-95Н ст.4	2004	15	6	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 9 лет и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №68 ул. Кловская, 27

Таблица 1.2.258

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВГ-1.1-115 ст. №1	-	15	-	-	-
КВГ-1.1-115 ст. №2	-	15	-	-	-

Котельная №69 ул. Московский Большак, 12**Таблица 1.2.259**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
Ишма-50 ст №1	-	15	-	-	-
Ишма-50 ст №2	-	15	-	-	-

Котельная Хладокомбинат**Таблица 1.2.260**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВ-ГМ-1.0-115Н ст.№1	-	15	-	-	-
КВ-ГМ-1.0-115Н ст.№2	-	15	-	-	-

Котельная 79 ЦИБ**Таблица 1.2.261**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
ДКВРВ-4/13 ст.№1	-	20	-	-	-
ДКВРВ-4/13 ст.№2	-	20	-	-	-
ДКВРВ-4/13 ст.№3	-	20	-	-	-

Котельная №72 ул. Станционная, 1**Таблица 1.2.262**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
КВ-ГМ-1.5-115Н	2010	15	12	-	-
КВ-ГМ-1.5-115Н	2010	15	12	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 3 года и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

Котельная №73 Сортировка**Таблица 1.2.263**

Марка установленного в котельной котла	Год ввода в эксплуатацию оборудования	Нормативный срок службы оборудования (в соответствии с паспортом)	Остаточный ресурс оборудования	Год продления ресурса, мероприятия по продлению ресурса	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
Wolf Dynatherm-5000	2011	25	23	-	-
Wolf Dynatherm-5001	2011	25	23	-	-
Wolf Dynatherm-5002	2011	25	23	-	-

Из данных представленной таблицы следует, что оборудование котельной эксплуатируется 2 года и на сегодняшний день оно находится в хорошем техническом состоянии и готово к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха.

1.2.4 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание комфортной температуры и влажности воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся на протяжении отопительного периода внешних климатических условиях и постоянной температуре воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (ГВС) при переменном в течение суток расходе.

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

При центральном отоплении регулировать отпуск тепловой энергии на источнике можно двумя способами:

- расходом или количеством теплоносителя, данный способ регулирования называется количественным регулированием. При изменении расхода теплоносителя температура постоянна.

- температурой теплоносителя, данный способ регулирования называется качественным. При изменении температуры расход постоянный.

В системе теплоснабжения города Смоленска используется второй способ регулирования - качественное регулирование, основным преимуществом которого является установление стабильного гидравлического режима работы тепловых сетей. Наиболее эффективным было бы внедрение качественно-количественное регулирования, которое обладает целым рядом преимуществ, однако данный способ регулирования не может быть внедрен в существующую систему теплоснабжения без ее значительной модернизации и применения новых технологических решений.

Первоначально основным видом тепловой нагрузки являлась нагрузка систем отопления, а используемое при этом центральное качественное регулирование заключалось в поддержании на источнике теплоснабжения температурного графика (температуры прямой сетевой воды), обеспечивающего в отопительный период необходимую температуру внутри отапливаемых помещений при неизменном расходе сетевой воды. Такой температурный график, называемый отопительным, с расчетной температурой воды на источнике 150/70 °С

или 130/70 °С, обоснованный в свое время, и применяется при проектировании систем централизованного теплоснабжения. При этом домовые системы отопления обычно рассчитываются на температурный график 95/70 °С или 105/70 °С, 110/70 °С (панельное отопление).

С появлением нагрузки ГВС минимальная температура прямой сетевой воды в тепловой сети (на источнике) была ограничена величиной, необходимой для нагрева в системе ГВС водопроводной воды до температуры 55-60 °С, требуемой по СНиП, несмотря на то, что по отопительному температурному графику в этот период требуется вода значительно более низкой температуры. Вызванный этим излом (срезка) отопительного температурного графика и отсутствие местного количественного регулирования расхода воды на отопление приводят к перерасходу теплоты на отопление (перетопу помещений) в зоне положительных температур наружного воздуха.

Для принятого в отечественной практике качественного регулирования отпуска в отопительный период теплоты от источника при построении отопительного температурного графика системы теплоснабжения могут использоваться следующие упрощенные зависимости:

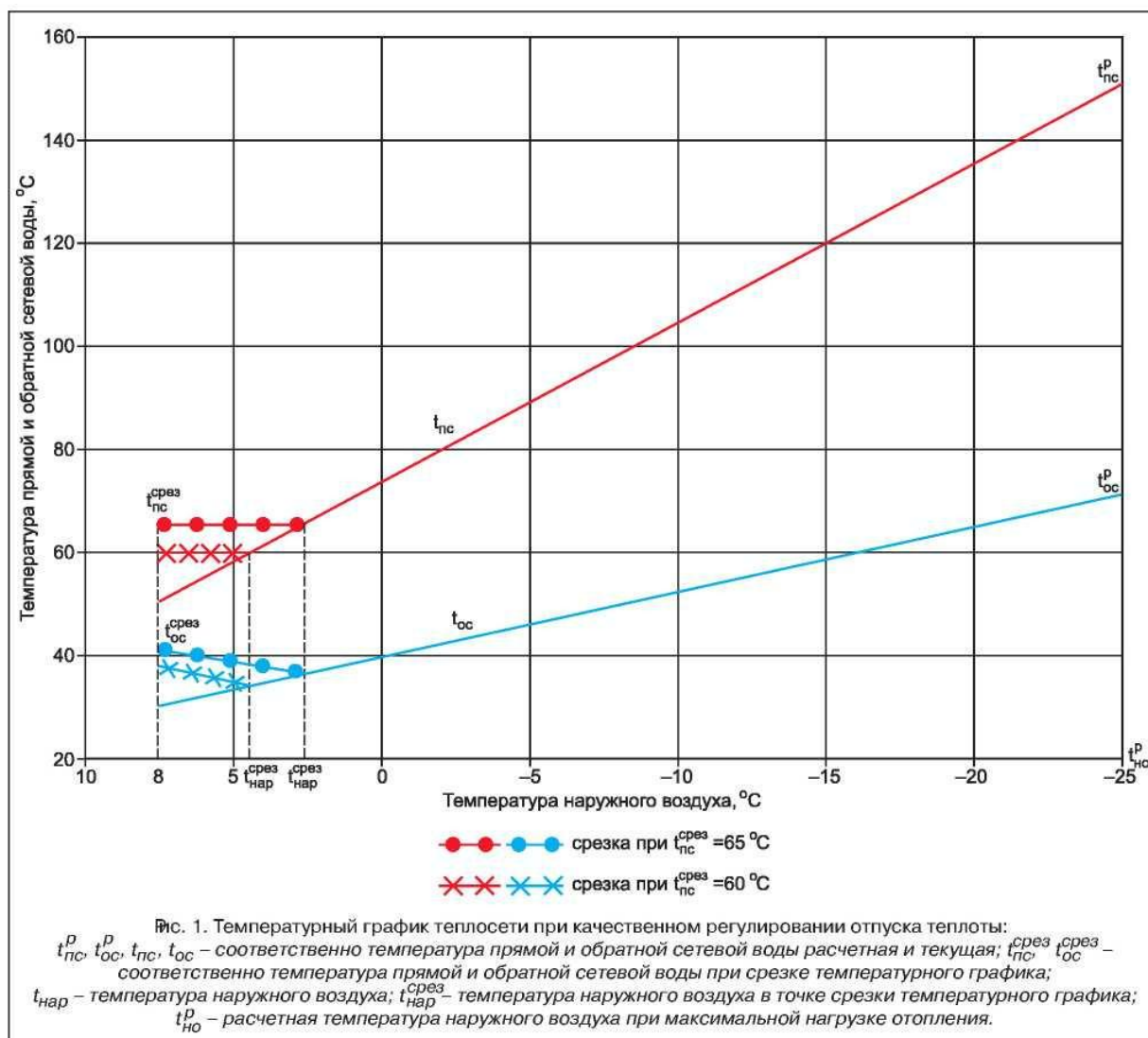
- для температуры прямой сетевой воды: $t_{пс}=18+(18-t_{нар})\Psi[(t_{пс}-18)/(18-t_{рно})]$;
- для температуры обратной сетевой воды: $t_{ос}=18+(18-t_{нар})\Psi[(t_{ос}-18)/(18-t_{рно})]$,

где 18 - расчетная температура воздуха внутри отапливаемых зданий (жилых, административных, общественных), °С; $t_{рно}$ - расчетная температура наружного воздуха для отопления; $t_{нар}$ - текущая температура наружного воздуха, °С; $t_{пс}$, $t_{ос}$ – расчетная температура прямой и обратной сетевой воды при $t_{рно}$, °С.

Температура обратной сетевой воды после систем отопления в зоне срезки температурного графика ($t_{срезнар}=+8^{\circ}\text{C}$) находится путем решения системы двух уравнений: теплового баланса отапливаемого помещения и теплопередачи отопительных приборов. В результате:

$$t_{ос}=t_{вн}^p+1/[1/(t_{пс}-t_{вн}^p)^n+B]^{1/n}, \quad (1)$$

где $t_{вн}^p$ – расчетная температура воздуха внутри отапливаемого помещения, °С; равна 18 °С при определении $t_{пс}$ и $t_{ос}$ (см. выше); В, n – постоянные величины для данного расхода сетевой воды, определяющие тепловую характеристику системы отопления здания.



Поскольку произвольное изменение расхода воды в наших системах отопления приводит к их поэтажной разрегулировке, местное количественное регулирование (расходом теплоносителя) теплоснабжения при зависимом присоединении систем отопления через элеваторы может производиться только пропусками, т.е. полным прекращением циркуляции воды в системе отопления в течение определенного периода времени на протяжении суток. Частичное сокращение расхода сетевой воды на отопление на источнике при неизменном расходе воды в местной системе отопления может производиться при установке на абонентском вводе смесительного насоса или при независимом присоединении систем отопления, а также при установке на ИТП водоструйных элеваторов с регулируемым сечением рабочего сопла.

Покрытие нагрузки ГВС вызывает не только ограничение нижнего предела температуры прямой сетевой воды, но и нарушение других условий, принятых при расчете типового отопительного температурного графика. Так, в закрытых и открытых системах теплоснабжения, в которых отсутствуют регуляторы расхода сетевой воды на отопление, переменный расход воды на ГВС приводит к изменению расходов сетевой воды и сопротивления сети, располагаемых напоров на источнике и у потребителей, и в конечном счете - расходов воды в системах отопления.

В двухступенчатой последовательной схеме включения системы отопления и подогревателей ГВС изменение нагрузки второй ступени приводит к изменению температуры воды, поступающей в систему отопления. В этих условиях типовой отопительный температурный график 150/70 °С не обеспечивает требуемого соответствия расхода теплоты на отопление от температуры наружного воздуха. Поэтому были разработаны методы расчета температурных графиков центрального регулирования по совместной нагрузке отопления и ГВС, основанные на использовании уравнений характеристики теплообменных аппаратов. В результате были рекомендованы так называемые «повышенные» графики для закрытых систем теплоснабжения, когда температура прямой сетевой воды в зависимости от нагрузки ГВС принимается на 3-5 °С выше, чем при типовом графике, а расход воды в системе теплоснабжения определяется только по отопительной нагрузке, и «скорректированные» графики для открытых систем теплоснабжения. Однако такие графики практически не используются из-за ограниченного применения по ряду причин обеих схем обеспечения нагрузки ГВС.

В то же время наличие установок ГВС в отапливаемых зданиях снижает температуру обратной сетевой воды против чисто отопительного графика. Величина снижения зависит от схемы включения этих установок (параллельная, смешанная, двухступенчатая последовательная) и доли нагрузки ГВС от отопительной и может составлять 5-15 °С. Но для этого опять-таки требуется отлаженная и согласованная работа систем автоматического регулирования на ИТП и ЦТП отопительной и горячеводной нагрузки в зависимости от режимов теплоснабжения.

Для отечественных систем теплоснабжения характерны преимущественное применение закрытой смешанной и параллельной схем включения на ИТП и ЦТП установок ГВС и работа источников по чисто отопительному графику с изменением расхода сетевой воды в течение отопительного периода, вызванного только нагрузкой ГВС.

Здесь необходимо отметить, что желание понизить температуру воды после систем отопления зданий, запроектированных и работающих по графику 95/70 °С, о чем иногда поднимается разговор, абсолютно не реально без их серьезной технической модернизации и реабилитации к новым условиям работы, что потребует больших материальных и финансовых затрат.

Следует также отметить, что в последние годы проводимые кампании экономии топлива в системах теплоснабжения за счет снижения против проектного графика температуры прямой сетевой воды, к сожалению, не основывается на серьезных технико-экономических проработках и обоснованиях и в большинстве систем приводит к кратковременному положительному топливному эффекту (до очередной перенастройки систем отопления зданий) либо, напротив, к отрицательному. Снижение температуры прямой сетевой воды (в частности переход на график (120-125)/70 °С) при одновременном увеличении ее расхода, исходя из баланса покрытия тепловых нагрузок, стало возможным вследствие значительного спада в нынешней экономической ситуации тепловых нагрузок источников и соответственно тепловой загрузки тепломагистралей от них. И это может рассматриваться только как временное явление до восстановления проектных тепловых нагрузок.

К тому же следует иметь в виду, что снижение против проектной температуры прямой сетевой воды при одновременном увеличении ее расхода изменяет условия теплообмена в теплоиспользующих установках (подогревателях, отопительных приборах) и приводит к повышению температуры обратной сетевой воды. Поэтому принятие оптимального температурного графика для конкретных систем теплоснабжения обуславливается рядом технических, режимных, эксплуатационных и экономических факторов. Для решения поставленной задачи необходим предварительный анализ некоторых из этих факторов.

Критерии обоснования температурного графика.

Традиционно наши системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутреннего расчетного температурного графика обычно 95/70 °С с элеваторным качественным регулированием параметра (температуры) теплоносителя, поступающего в отопительные приборы. Этим как бы жестко фиксируется температура теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения, и на ее возможное снижение влияет лишь наличие в зданиях систем ГВС (закрытых, открытых). Поэтому в практическом плане стремление к снижению затрат на транспорт водяного теплоносителя от источника к потребителю сводится к выбору оптимальной температуры нагрева теплоносителя на источнике. С этим связаны: расход теплоносителя и затраты на его приготовление и перекачку; пропускная способность (диаметр трубопровода) теплосети и ее стоимость;

появление подкачивающих насосных станций (как при высокой, так и низкой температуре прямой сетевой воды); тепловые потери через изоляцию теплопроводов (либо при фиксированных потерях увеличиваются затраты в изоляцию); перетопы зданий при положительных наружных температурах из-за срезки графика температуры прямой сетевой воды при наличии у абонентов установок ГВС.

Исходя из сказанного, оптимальная температура нагрева теплоносителя на источнике определяется условием минимума суммарных затрат:

$Z=f(Z_{тс}, Z_{пер}, Z_{нас}, Z_{тп}, Z_{пз}, Z_{ээ}, Z_{св}) = \min$, где соответственно затраты: $Z_{тс}$ - в тепловые сети; $Z_{пер}$ - на перекачку теплоносителя; $Z_{нас}$ - в насосные станции; $Z_{тп}$ - на тепловые потери в сетях; $Z_{пз}$ - на перетопы зданий; $Z_{ээ}$ - на компенсацию выработки электроэнергии в энергосистеме; $Z_{св}$ - на изменение расхода топлива на отпуск теплоты от источника в связи с нагревом сетевой воды при ее сжатии в насосах.

Оптимизация температурных графиков может осуществляться как для создаваемых, так и для действующих систем теплоснабжения.

Для вновь создаваемых систем теплоснабжения критерием оптимальности может быть минимум суммарных затрат за расчетный период с дисконтированием их к расчетному году, что в наибольшей степени соответствует нашим условиям начального этапа развития рыночной экономики, т.к. позволяет учесть и ущербы от замораживания капложений в период строительства, и эффект движения капитала в народном хозяйстве в течение всего рассматриваемого периода.

Для действующих систем теплоснабжения в исходных формулах суммарных затрат возможно появление дополнительных затрат, связанных с необходимостью увеличения поверхностей нагрева отопительно-вентиляционного оборудования (подключаемого непосредственно к сети без смесительных устройств) и пропускной способности распределительных (квартальных, площадочных) тепловых сетей, а также переналадки систем теплоснабжения при переходе на пониженный температурный график.

В качестве энергетического критерия оптимальности при выборе эксплуатационного температурного графика в действующей системе теплоснабжения может быть принят минимум расхода топлива, требуемого для функционирования системы:

$B = B_{пер} + B_{тп} + B_{пз} + B_{ээ} + B_{св} = \min$, где $B_{пер}$ - расход топлива на производство электроэнергии в энергосистеме, расходуемой на перекачку теплоносителя; $B_{тп}$ - расход топлива на производство теплоты, теряемой при транспорте теплоносителя; $B_{пз}$ - расход топлива на производство теплоты, теряемой с перетопами зданий; $B_{ээ}$ - изменение расхода топлива в энергосистеме при изменении выработки на тепловом потреблении; $B_{св}$ - изменение

расхода топлива на отпуск теплоты от источника в связи с нагревом сетевой воды при ее сжатии в насосах.

В виду отсутствия у ресурсоснабжающих организаций города Смоленска учета отдельных статей потребленных топливно-энергетических ресурсов и, как следствие, информации по затратам на перекачку теплоносителя, затратам в насосные станции, затратам на перетопы зданий; затратам на компенсацию выработки электроэнергии и затратам на изменение расхода топлива на отпуск теплоты, анализ выбранных температурных графиков проводился только на основании удовлетворения условий тепло-гидравлических режимов работы систем теплоснабжения.

Отдельно необходимо отметить, что не на всех источниках тепловой энергии расположенных в г. Смоленске, по данным полученным от ресурсоснабжающих организаций, фактические графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам, в частности по филиалу ОАО «Квадра» - «Западная генерация» фактические графики работы по отоплению не соответствуют ранее утвержденным графикам, так как используется температура верхней срезки на Котельном цехе ПП «Смоленская ТЭЦ – 2».

Температурный график Смоленская ТЭЦ – 2:

-горячая вода-150/70⁰С, срезка 115⁰С для температуры наружного воздуха минус 13⁰С (утвержденным графиком для ТЭЦ – 2 является график 150/70⁰С без температурных срезов);

-пар-250⁰С, 7-13 кгс/см²- по зоне ТЭЦ-2.

Температурный график котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»: 150/70 °С с вынужденной верхней срезкой по температуре теплоносителя в подающем трубопроводе на 95 °С. В летний период температура в подающем трубопроводе составляет 70 °С, в обратном - 46 °С.

Температурные графики источников МУП «Смоленсктеплосеть»:

95/70⁰С на котельных: №1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 23, 24, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 50, 51, 52, 53, 54, 56, 65, 67, 68, 69, Хладокомбинат, 79 ЦИБ;

115/70⁰С на котельных: №21, 55, 66, 72,73 (Сортировка).

1.2.5 Среднегодовая загрузка оборудования.**Смоленская ТЭЦ – 2**

Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой и максимально часовой тепловой нагрузки отражено в таблице 1.2.264.

Таблица 1.2.264

Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Фактическая максимально - часовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Коэффициент использования располагаемой мощности, %
774	206	422	54,5

Как видно из таблицы коэффициент использования располагаемой мощности Смоленской ТЭЦ – 2 составляет примерно 54,5 %.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ -2»

Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой и максимально-часовой тепловой нагрузки приведено в таблице 1.2.265.

Таблица 1.2.265

Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Фактическая максимально-часовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Коэффициент использования располагаемой мощности при фактической нагрузке, %
191,3	41,7	80,7	42,2

Как видно из таблицы, коэффициент использования располагаемой мощности составляет примерно 42,2 %.

Коэффициент использования располагаемой мощности источниками МУП «Смоленсктеплосеть» приведен в таблице 1.2.266.

Таблица 1.2.266

№ кот.	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Коэффициент использования располагаемой мощности при фактической нагрузке, %
1	Нормандия-Неман, 1	9,60	9,60	54,22
2	Дорогобужская	4,80	4,80	58,15
4	Ак. Петрова	4,00	4,00	47,34
5	Нахимова, 5	4,80	4,80	55,71
6	2-й Краснофл.-1	3,20	3,20	48,17
7	Вяземская	8,00	8,00	40,48
8	Парковая 20	2,40	2,40	23,37
12	Вишенки - РГ	11,20	11,20	26,31
13	Областная больница	5,60	5,60	3,58
14	Гедеоновка	6,60	6,60	33,66
15	Кловка 1 (1)	7,78	7,78	24,71
16	Кловка 2	3,20	3,20	49,19
18	Гарабурды	11,33	11,33	48,26
19	Ситники 1	6,40	6,40	46,30
20	Ситники 2	6,40	6,40	56,79
21	Ситники 3	23,50	23,50	44,97
23	Школа №19 Лукина	1,30	1,30	22,16
24	СШ №10 Гастелло	3,20	3,20	24,36
25	Баня №5	1,60	1,60	8,14
26	1-я Горбольница	1,00	1,00	7,19
27	Сан. Лесная школа	1,30	1,30	18,60
28	Школа Интернат Дубровенка	3,20	3,20	15,01
29	Школа №1 Эст. воспитания	1,60	1,60	24,25
30	Д/с №6 Красный Бор	1,60	1,60	3,84
31	Дом ребенка	2,40	2,40	6,51
32	Соболева ЖБИ	4,00	4,00	46,52
33	Гнездово Шк. №18	3,20	3,20	28,63
34	2-й Краснофлотский пер. 2	4,80	4,80	54,24
35	Лавочкина, 39	6,00	6,00	38,12
36	Ситники - 4	10,00	10,00	31,91
37	Торфопредприятие	2,40	2,40	27,83
38	М. Краснофлотская, 33	4,80	4,80	54,77
39	Строгань Колодня	4,80	4,80	74,94

40	Миловидово	4,00	4,00	23,69
41	Сакта 4 Красн. пер.	3,40	3,40	41,48
42	Лавочкина, 47/1	3,20	3,20	31,60
43	Ракитная	3,44	3,44	19,58
44	Радищева	2,40	2,40	53,88
45	Николаева, 21 б	0,43	0,43	71,77
46	Гнездово	22,80	22,80	33,70
47	Николаева, 27 а	0,75	0,75	78,93
50	Мебельный комбинат	19,00	19,00	22,43
51	АТП - 5	2,88	2,88	18,25
52	Школа №13	1,29	1,29	17,23
53	Н.-Неман - 2	4,00	4,00	47,59
54	З. Космодемьянской, 3	8,64	8,64	34,73
55	Краснинское шоссе, 3 б	5,30	5,30	55,02
56	гор. Коминтерна	4,18	4,18	49,00
57	пер. Юннатов	0,60	0,60	43,64
59	Гагарина, 26 (1)	0,75	0,75	58,64
60	Гагарина, 26 (2)	1,21	1,21	59,44
61	Гагарина, 26 (3)	0,90	0,90	55,82
63	Гагарина, 76	0,23	0,23	80,10
64	Дохтурова, 29	0,95	0,95	40,71
65	Николаева, 27 а, в	0,54	0,54	99,59
66	Стекло Колхозная	5,16	5,16	51,65
67	Нахимова, 18	8,00	8,00	45,27
68	Кловская, 27	1,90	1,90	36,43
69	Московский Большак, 12	0,08	0,08	43,54
	Хладокомбинат	1,72	1,72	28,32
	79 ЦИБ	10,20	10,20	27,45
72	Станционная, 1	2,58	2,58	60,25
73	Сортировка БМК	15,00	15,00	61,05

Как видно из представленной таблицы среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии МУП «Смоленсктеплосеть» составляет порядка 40,3%.

1.2.6 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

На Смоленской ТЭЦ – 2 при измерениях в качестве приборов используются:

- Метран – 100 погрешность измерений 0,5%;
- Метран – 150 погрешность измерений 0,5%;
- МПЭ-МИ погрешность измерений 1%;
- МЭД погрешность измерений 1%;

- ДМ погрешность измерений 1,5%;
- РС - 28 погрешность измерений 0,5%;
- МТ 100 погрешность измерений 0,5%;
- ТСП 50 погрешность измерений 0,5%;
- ТСМ 50 погрешность измерений 0,5%;
- ДТС погрешность измерений 0,5%.

Для коммерческого учета отпущенной тепловой энергии и количества теплоносителя на магистралях используются тепловычислитель СПТ – 961.

Для коммерческого учета отпущенного пара на производство используется тепловычислитель СПТ – 961М.

Для коммерческого учета потребляемого газа применяется счетчик СПГ – 761.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

Сведения об установленных приборах учета тепловой энергии в сетевой воде приведены в таблице 1.2.267.

Таблица 1.2.267

Наименование магистрали	Диаметр магистрали, Ду, мм	Диапазон расхода теплоносителя, max, м ³ /ч	Тип измерительного блока	Количество
Т\С № 1	600	0- 4000 т\ч	Диафрагма ДБС	2
Т\С № 2	600	0- 1600 т\ч	Диафрагма ДБС	2
Подпитка т\с	150	0-200 т\ч	Диафрагма ДКС	1

Перечень источников тепловой энергии МУП «Смоленсктеплосеть» с указанием наличия установленных приборов учета отпущенной тепловой энергии и рекомендации экспертной группы по необходимости установки дополнительных приборов учета.

Таблица 1.2.268

№ кот.	Наименование котельной	Наличие приборов учета тепловой энергии	Необходимость в установке приборов учета тепловой энергии
1	Нормандия-Неман, 1	отсутствуют	есть
2	Дорогобужская	отсутствуют	есть
4	Ак. Петрова	отсутствуют	есть
5	Нахимова, 5	отсутствуют	есть
6	2-й Краснофл.-1	отсутствуют	есть
7	Вяземская	отсутствуют	есть
8	Парковая 20	отсутствуют	есть

12	Вишенки	отсутствуют	есть
13	Областная больница	отсутствуют	есть
14	Гедеоновка	отсутствуют	есть
15	Кловка 1 (1)	отсутствуют	есть
16	Кловка 2	отсутствуют	есть
18	Гарабурды	отсутствуют	есть
19	Ситники 1	отсутствуют	есть
20	Ситники 2	отсутствуют	есть
21	Ситники 3	отсутствуют	есть
23	Школа №19 Лукина	отсутствуют	есть
24	СШ №10 Гастелло	отсутствуют	есть
25	Баня №5	отсутствуют	есть
26	1-я Горбольница	отсутствуют	есть
27	Сан. Лесная школа	отсутствуют	есть
28	Школа Интернат Дубровенка	отсутствуют	есть
29	Школа №1 Эст. воспитания	отсутствуют	есть
30	Д/с №6 Красный Бор	отсутствуют	есть
31	Дом ребенка	отсутствуют	есть
32	Соболева ЖБИ	отсутствуют	есть
33	Гнездово Шк. №18	отсутствуют	есть
34	2-й Краснофлотский пер. 2	отсутствуют	есть
35	Лавочкина, 39	отсутствуют	есть
36	Ситники - 4	отсутствуют	есть
37	Торфопредприятие	отсутствуют	есть
38	М. Краснофлотская, 33	отсутствуют	есть
39	Строгань Колодня	отсутствуют	есть
40	Миловидово	отсутствуют	есть
41	Сакта 4 Красн. пер.	отсутствуют	есть
42	Лавочкина, 47/1	отсутствуют	есть
43	Ракитная	отсутствуют	есть
44	Радищева	отсутствуют	есть
45	Николаева, 21 б	Теплосчетчик UFEC 005-1(в неисправном состоянии)	есть
46	Гнездово	отсутствуют	есть
47	Николаева, 27 а	Теплосчетчик ТС-06	нет
50	Мебельный комбинат	отсутствуют	есть
51	АТП - 5	отсутствуют	есть
52	Школа №13	отсутствуют	есть
53	Н.-Неман - 2	отсутствуют	есть
54	З. Космодемьянской, 3	отсутствуют	есть
55	Краснинское шоссе, 3 б	Теплосчетчик ТЭМ 104	нет
56	гор. Коминтерна	отсутствуют	есть
57	пер. Юннатов	отсутствуют	есть

59	Гагарина, 26 (1)	отсутствуют	есть
60	Гагарина, 26 (2)	отсутствуют	есть
61	Гагарина, 26 (3)	отсутствуют	есть
63	Гагарина, 76	отсутствуют	есть
64	Дохтурова, 29	отсутствуют	есть
65	Николаева, 27 а, в	Теплосчетчик ТЭМ-05м (в неисправном состоянии)	есть
66	Стекло Колхозная	Теплосчетчик ТЭМ 104	нет
67	Нахимова, 18	отсутствуют	есть
68	Кловская, 27	отсутствуют	есть
69	Московский Большак, 12	отсутствуют	есть
	Хладокомбинат	отсутствуют	есть
	79 ЦИБ	отсутствуют	есть
72	Станционная, 1	Теплосчетчик СТ 10	нет
73	Сортировка БМК	Теплосчетчик ТеРосс	нет

Таким образом, согласно предварительным перспективным планам развития системы теплоснабжения города Смоленска, по мнению экспертной группы необходимо установить на котельных города 58 приборов учета отпущенной тепловой энергии.

1.2.7 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

На Смоленской ТЭЦ – 2 и котельном цеху ПП «Смоленская ТЭЦ – 2» за 2008-2012 гг. отказов оборудования, приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети, не зарегистрировано.

Информация, необходимая для анализа отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии, ресурсоснабжающей организацией МУП «Смоленсктеплосеть» не представлена.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников: Смоленской ТЭЦ – 2 и котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ – 2» отсутствуют.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии МУП «Смоленсктеплосеть» отсутствуют.

1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.

1.3.1 Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.

Более детальная прорисовка тепловых схем с расчетными параметрами для гидравлических режимов работы сетей теплоснабжения от каждого источника тепловой энергии в городе Смоленск представлена в электронной модели системы теплоснабжения г. Смоленска на базе Графико-информационного расчетного комплекса «ТеплоЭксперт» для наладки тепловых и гидравлических режимов работы.

1.3.2 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов и до вводов потребителей. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.

ТЭЦ-2

Тепловая сеть двухтрубная и по присоединению нагрузки горячего водоснабжения- закрытая.

В состав системы теплоснабжения от ТЭЦ-2 входят тепловые сети в эксплуатационной ответственности ПП «Смоленктеплосеть» (ТС№3) (в основном магистральные сети от источника тепла), часть магистральных и разводящие сети до тепловых пунктов, находящиеся на балансе других организаций, а также абонентские сети после тепловых пунктов и системы теплоснабжения абонентов.

Отпуск тепла от ТЭЦ-2 в тепловую сеть осуществляется по выводу, оснащеному аттестованными приборами учета отпуски тепла. Максимальный диаметр тепловых сетей- 800мм.

Общая протяженность тепловых сетей ТС №3 на балансе ПП «Смоленктеплосеть» в двухтрубном исчислении по 01.01.2008г составляет 61577м при их объеме 32094 м² и материальной характеристике 68309м² . В ведении других организаций находится 36100м теплосетей (до ЦТП).

Общая протяженность в однотрубном исчислении водяных тепловых сетей составляет 132307м со средним диаметром 0.560м. Общая протяженность в однотрубном исчислении паровых тепловых сетей составляет 13264м со средним диаметром 0.355м.

Рельеф города характеризуется наличием высоких межовражных и межречных увалов и холмов. Перепад высот достигает 90 метров. Площадь города составляет 166.35 кв.км. Средняя глубина прокладки трубопровод-2метра.

Протяженность тепловых сетей ТС №3 различных диаметров с разбивкой по типам прокладок и срокам ввода в эксплуатацию в соответствии с нормативными документами на проектирование по данным теплосетевой организации и результаты расчета объемов и материальной характеристики приведены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, м	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	
1	Подземная	1972	Мин.плита	-	отопл.	ТЭЦ-2-НО1	325		277	325		277
2	Подземная	1972		-	отопл.	ТЭЦ-2-НО2	108		9	108		9
3	Надземная	1972		-	отопл.	НО1-3.4к15	426		1152	426		1152
4	Надземная	1997		-	отопл.	ЗВТК2-ЗВТК3	325		1152	325		1152
5	Надземная	1997		-	отопл.	ЗВТК3-3.4к37	159		124	159		124
6	Надземная	1997		-	отопл.	3.4к37-3.4к32	53		115.5	53		115.5
7	Надземная	1997		-	отопл.	ЗВНО4-3.4к23	273		51.5	273		51.5
8	Надземная	1967		-	отопл.	НО5-3.5к83	273		1232	273		1232
9	Надземная	1985		-	отопл.	НО1-3к7.02	219		100	219		100
10	Надземная	1994		-	отопл.	3к.7.02-3.6кН1	273		903.3	273		903.3
11	Надземная	1994		-	отопл.	3.6кН1-3.6Н4	108		390	108		390
12	Надземная	1994		-	отопл.	3.6кН4-3.6Н8	273		10	273		10

	Итого							4078.3			4078.3
--	-------	--	--	--	--	--	--	--------	--	--	--------

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Тепловая сеть двухтрубная и по присоединению нагрузки горячего водоснабжения закрытая.

В состав системы теплоснабжения от котельной входят тепловые сети в эксплуатационной ответственности ООО «Смоленская ТСК» (ТС №1, №4) (в основном магистральные сети от источника тепла), часть магистральных сетей и разводящие сети до тепловых пунктов, находящиеся на балансе других организаций, а также абонентские сети после тепловых пунктов и системы теплопотребления абонентов.

Отпуск тепла от котельной в тепловую сеть осуществляется по выводу, оснащеному аттестованными приборами учета отпуска тепла. Максимальный диаметр тепловых сетей – 700мм.

Общая протяженность тепловых сетей ТС №1, №4 на балансе ООО «Смоленская ТСК» в двухтрубном исчислении составляет 4819.0 м при их объеме 2929.0 м³ и материальной характеристике 6063.8м². В ведении организаций находится 8889 м теплосетей (до ЦТП).

Структура тепловых сетей котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» приведена ниже.

Таблица 1.3.2

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, м	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	
1	Надземная	До 1990	Минераловата	-	отопл.	-	400		150	400		150
2	Надземная	До 1990		-	отопл.	-	500		839	500		839
3	Надземная	До 1990		-	отопл.	-	700		318	700		318
4	Подземная	До 1990		-	отопл.	-	400		393	400		393
5	Подземная	До 1990		-	отопл.	-	500		625	500		625
6	Подземная	До 1990		-	отопл.	-	700		2325	700		2325
7	Подземная	До 1990		-	отопл.	-	700		50	700		50
8	Подземная	С 2004		-	отопл.	-	700		119	700		119

Котельная №1**Надземная прокладка****Таблица 1.3.3**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)		
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода			
	Воздушка	1968	Полуцилиндры ППУ		отопл.	ТК1-до т.А, ТК2-Т.А	219		101	219		101		
								89		50	89		50	
							г/вода		133		101			
									76		50			
							цирул.					108		101
												57		50
	Итого								302			302		
	<i>Итого по отоплению:</i>								151			151		

Подземная прокладка

Таблица 1.3.4

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, парaproвода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)	
							подающего трубопровода	парoproвода		обратного трубопровода	конденсатопровода		
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12	
	канал	1968	минплита		отопление	TK1-TK2, TK2-T.A, T.A-TK3, TK1-T.A, Н.Неман2, 2а-TK8, кот.-TK4	219		58	219		58	
								159		50	159		50
								133		65	133		65
								89		33	89		33
							г/вода	133		58	76		33
								108		58	45		33
								89		115	57		115
		1990		минплита			отопл.	TK3-Н.Неманба, Н.Неманба-Николаева 36а, 34б	219		10	219	
							159			188	159		188
						г/вода	133			10	108		10
							89			188	57		188
		1999	ППУ		отопл.	кот.-TK5, TK5-TK6, TK6=Н.неман 8.	159		89	159		89	
			миплита				108		50	108		50	
			миплита										
			миплита		г/вода		159		31	108		31	

			ППУ				133		58	76		58	
			минплита				76		71	57		50	
			минплита							89		10	
			минплита										
		2002	минплита		отопл.	ТК4-Н.Неман 6, ТК4-Н.Неман 4,	159		175	159		175	
							108		38	108		38	
						г/вода	108		38	89		213	
							57		175				
		2004	минплита		отопл.	ТКА-д/с, ТК5-Н.Неман 14, ТК6-Н.Неман 16, Н.Неман 16-18, ТК1-д/с, Н.Неман 18-20	159		85	159		85	
								108		98	108		98
			ППУ				89		64	89		64	
			минплита				57		85	57		85	
							г/вода	108		85	40		85
								89		35	76		158
							76		89				
		2011	минплита		отопл.	ТК1-ТК7	219		24	219		24	
							г/вода	133		12	89		24
								108		12			
		Итого							2147			2120	
		<i>Итого по отоплению:</i>							1112			1112	

Котельная №2**Подземная прокладка****Таблица 1.3.5**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, парапровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)	
							подающего трубопровода	парапровода		обратного трубопровода	конденсатопровода		
	канал	1968	ППУ		отопление	кот.-ТК1, ТК1-ТК1А-ТК2, ТК2-ТК3, к д.№5	219		98	219		98	
							ТК1А-ТК2, ТК2-ТК3, к д.№5	133		113	133		113
							ТК3, к д.№5	89		83	89		83
						г/вода	Ак.Петрова, ТК3-ТК4, к д.№3	133		98	89		211
							А.Петрова, ТК4-ТК5	108		113	57		83
							№3	89		83			
							№3						
			минплита		отопл.	ТК1А-А.Петрова, кот.-ТК6, ТК6-Н.Неман, по д.№22-24, ТК6-д.9	108		124	108		124	
							ТК1А-А.Петрова, кот.-ТК6, ТК6-Н.Неман, по д.№22-24, ТК6-д.9	89		75	89		75
						г/вода	ТК6-Н.Неман, по д.№22-24, ТК6-д.9	133		44	89		44
							ТК6-Н.Неман, по д.№22-24, ТК6-д.9	89		124	57		155
							ТК6-Н.Неман, по д.№22-24, ТК6-д.9	76		31			
		1988	минплита		отопл.	ТК2-ТК7-шк.№17, к теплице	108		116	108		116	
							ТК2-ТК7-шк.№17, к теплице	57		14	57		14

				г/вода		57		130	57		130	
		2011	ППУ	отопл.	ТК5- Баграт.№2 1	108		24	108		24	
				г/вода			89		24	57		24
			минпл ита	отопл.	Баграт. №19-21	108		50	108		50	
							89		51	89		51
				г/вода			89		50	57		101
							76		51			
		Итого						1496			1496	
		<i>Итого по отоплению:</i>						748			748	

Котельная №4

Надземная прокладка

Таблица 1.3.6

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопротода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопротода	
	Воздушка	1969	полуцилиндр ППУ		отопл.	ТК7-Ст.Чер.2а	40		56	40		56
	Итого								56			56
	<i>Итого по отоплени:</i>								56			56

Подземная прокладка

Таблица 1.3.7

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопротода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопротода	
	канал	1961	минплита		отопление	кот.-ТК1, ТК1-ТК2, ТК6-	219		129	219		129
							40		21	40		21

					Трудов.1						
				г/вода		108		129	89		39
						40		21	76		90
									40		21
		1969		отопл.	TK4-TK5- TK6, TK6- Трудов.1а, TK6-TK7, TK7-TK8, TK7- Ст.Чер.2, TK7- Ст.Чер.2а	89		137	89		137
						57		33	57		33
						40		52	40		52
				г/вода		57		27	57		27
						40		143	40		143
		1993		отопл.	TK3- Баграг. 25	89		23	89		23
						76		64	76		64
				г/вода		57		87	40		87
		1994		отопл.	TK2- А.Петрова2 ,А.Петрова 2-TK3, TK4- А.Петрова4 , TK4- А.Петрова 4а, А.Петрова 4а-д/с, TK2- А.Петрова 2а,	108		250	108		250
						89		27	89		27
				г/вода		108		60	57		248
						76		188	40		29
						57		29			
		Итого						1420			1420
		<i>Итого по отоплению:</i>						736			736

Котельная №5**Подземная прокладка****Таблица 1.3.8**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1968	ППУ		отопление	отпуск-ТК1, ТК1-ТК2, ж.д.№5-ТК1-ж.д.№7, ТК2-ТК3, ТК3-ТК4, ТК4-с.ш.№8, ТК4-Нахим№11	219		75	219		75
							133		93	133		93
							108		11	108		11
							89		30	89		30
			минплита			по ж.д.№5,7, по школе, по д.№11, Нахим.11-Багр.12/13	133		460	133		460
							108		140	108		140
							89		293	89		293
							ж.д.12/13-Багр.10, по подвалу12	76		24	76	

						/13, по подвалу 10, ТК3- ТК5, ТК5=Нахи м.6, ж.д.6- ж.д.4 по дому 6,4, ТК5-ТК6, Тк6-ТК7, ТК7-ТК8, ТК8- Нахим.10, по дому 10, ТК8- Нахим10а, по дому 10а, ТК8- Багр.14/12 , по дому 14/12, кот.- гаражи, опуск- Нахим3а, по дому 3а, Нахим3а- 3, по дому 3, до ТК9, ТК9-ТК10, ТК10- радиоузел, по радиоузлу, ТК-10- Нахим1а, по					
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

						подвалу 1а					
	Итого									1126	1126
	<i>Итого по отоплению:</i>									1126	1126

Котельная №6

Подземная прокладка

Таблица 1.3.9

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, парaproвода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	парoproвода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	в тоннелях и каналах				отопление							
	канал	1975	минплита		отопление	кот.-ТК4, ТК4-Багр.57а	133		143	133		143
							108		5	108		5
					г/вода		108		143	89		143
							76		5	57		5
		1993	ППУ		отопл.	ТК3-ж.д.№38	108		5	108		5
			минплита			кот.-ТК1, ТК1-ТК2-	108		103	108		103
						159		9	159		9	

					г/вода	ж.д.№40, ТК1-ТК3, ТК3-	133	9	89		73
						ж.д.№38, ТК3-	108	64	57		172
						ж.д.№36, ТК4-	76	172	40		160
						Багр.57а, ТК4- Багр.54б, Багр.37- шк.№20	57		160		
									818		818
									296		296
	<i>Итого</i>										
	<i>Итого по отоплению:</i>										

Котельная №7

Надземная прокладка

Таблица 1.3.10

Номер	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр вода, (п.м)	
							подающего трубопр вода	паропр вода		обратн. трубопр вода	конденсатопр вода		
	Воздушка	1995	полуцил индр ППУ		отопл.	кот.-Красн.17	133		386	133		386	
		1979				ТК4-д/с	108		14	108		14	
		1995				г.в.с.	кот.-Красн.17	89		386	76		386
		1979					ТК4-д/с	57		14	32		14
	Итого								800			800	
	<i>Итого по отоплению:</i>								400			400	

Подземная прокладка

Таблица 1.3.11

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр вода, (п.м.)
							подающего трубопр вода	паропр вода		обратного трубопр вода	конденсатопр вода	
	канал	1968	минпл		отоплен	кот.-ТК1,	219		39	219		153

			ита	ие	ТК1- Вяземск.3, по дому№3, Вяземск.3- 5, по дому№5, Вяземск.5- 6а, по дому 6а, Нахим.6а- 8, по дому №8, Нахим.8- ТК8, ТК8- Багр.16, по Багр.16						
						133		123	133		123
						108		248	108		248
				г/вода		159		39	89		39
						89		273	76		123
						76		98	57		248
		1979	минпл ита	отпл.	ТК1-ТК2, ТК2-ТК3, по саду, ТК4- Багр.20, по Багр.20, ТК3-ТК5, ТК5- Багр.20а, по дому20а,	219		114	219		114
						108		79	108		79
						159		114	159		114
				г/вода		159		114	76		114
						108		114	57		114
						76		63	45		63
						57		16	32		16
		1991	минпл ита	отопл.	Багр.20а- Краснофл. 60, по дому60, Краснофл. 60-ТК6,	159		96	159		96
						133		81	133		81
						76		17	76		17

				г/вода	TK6- Багр.22TK 6-Багр.24	89		177	76		177
						57		17	45		17
		1992	минпл ита	отопл	Багр.20а- 20б, TK6- шк.№20, по школе	133		142	133		142
						76		29	76		29
				г/вода		57		29	45		29
	<i>Итого</i>							2022			2136
	<i>Итого по отоплению:</i>							410			524

Котельная №8

Надземная прокладка

Таблица 1.3.12

Номер	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)	
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода		
	Воздушка	1982	полуцилиндр ППУ		отопл	кот.-ТК1	108		15	108		15	
							г/вода	57		15			
							цирк				48		15
	Итого								30			30	
	<i>Итого по отоплению:</i>								15			15	

Подземная прокладка

Таблица 1.3.13

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1982	минплита		отопл.	ТК-столовая,	108		105	108		105

Котельная №12**Надземная прокладка****Таблица 1.3.14**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)	
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода		
	Воздушка	1992	получилиндр ППУ		отопл.	ТК2-переход	273		20	273		20	
				гор.вода				133		20	89		20
	Итого								40			40	
	<i>Итого по отоплению:</i>								20			20	

Подземная прокладка**Таблица 1.3.15**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1989	минпл		отоплен	ТК4-	108		132	108		132

			ита		ие	ж.д.70кв., ТК4- ж.д.80кв.						
					г/вода		89		122	57		132
							76		10			
		1992	минпл ита		отопл.	кот.-ТК1, ТК1-ТК2, ТК2- спалн.кор п., ТК2- баня, ТК2- переход, ТК2-ТК№, ТК3-ТК4, ТК3-ТК5- ТК6, ТК6- спан.корп. , ТК1- гаражи	273		283	273		283
							219		86	219		86
							133		30	133		30
							108		22	108		22
							57		35	57		35
					г/вода		159		93	108		93
							133		190	89		166
							89		116	76		140
							76		22	57		138
		2003	ППУ		отопл.	ТК6- ж.д.№3	159		66	159		66
					г/вода		108		66	57		66
			минпл ита		отопл.		159		40	159		40
						по подвалу ж.д.3, ж.д.2- д/центр	76		51	76		51
							57		40	57		40
					г/вода		76		40	76		40
							108		40	57		40
							57		51	32		51
		Итого							1535			1651
		<i>Итого по отоплению:</i>							785			785

Котельная №13**Надземная прокладка****Таблица 1.3.16**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопротода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопротода	
	Воздушка	1996	полуцилиндр ППУ		отопл.	кот.-узелА,		159	130		159	130
							узелА-прачечн.		133	54		133
	Итого								184			184
	<i>Итого по отоплению:</i>								184			184

Котельная №14**Надземная прокладка****Таблица 1.3.17**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр вода, (п.м)	
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопр овода		
	Воздушка	1988	полуц илинд р ППУ		отопл.	кот.--ТК2,	219		136	219		136	
							ТК2-Т.В.,	159		180	159		180
							Т.В.-Т.Г.,	133		217	133		217
							Т.В.-Т.Д.,	108		320	108		320
							Т.Г.-	89		104	89		104
							ж.д.№15,	76		14	76		14
							ж.д.№1,	57		676,5	57		676,5
							общежт,						
							ТК2-						
						гор.вода	пишеблок	133		136	89		136
							, Т.А.-	108		180	76		180
							лаборатор	89		237	57		152,5
							., Т.Б.-	57		275	45		396
						корпус6,	45		127,5	38		185	
						Т.В.-							
						корпус2,							
						Т.Д.-							
						корпус4,	38		74				
						Т.А.-ТК3,							
						ТК3-Т.Ж.,							
						поворот-							
						баня,							
						Т.Ж.-							

						Крохотки нск. с/совет, Т.Е.-Т.К., поворот- Т.М., Т.В.- корпус3, Т.Г.-клуб, медпункт, амбулатор ия					
	Итого								2677		2697
	<i>Итого по отоплению:</i>								1647,5		1647,5

Подземная прокладка

Таблица 1.3.18

Номер по схеме- число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуата цию	Тип марка изоляция	Год проведени я реконструк ции сетей	Назначе ние сети (отоплен ие, ГВС)	Расположе ние до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопров ода, парапрово да, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр вода, (п.м.)
							подающег о трубопров ода	паропрова ода		обратного трубопров ода	конденсатопр овода	
	канал	1988	минпл ита		отоплен ие	ТК1- мастерски е, 12 отделение, ТК3- корпус5, Т.Ж.- гаражи,	89		84	89		84
							76		40	76		40
							57		125	57		125
							108		91	108		91

					г/вода	Т.К.-ж.д.- 12,13,14, Т.М.-Т.Л., поворот- ж.д.№16	57		88			
					циркул.					45		8
										38		12
										57		91
									428		451	
									340		340	

Котельная №15**Надземная прокладка****Таблица 1.3.19**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопротода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопротода	
	по подвалу	1979	полуцилиндр ППУ		отопл.	Кловск.46, подвал	159		63	159		63
		2012				Кловск.38, подвал	133		80	133		80
		1979			гор.вода	Кловск.46, подвал	108		63	57		63
		2012				Кловск.38, подвал	76		80	76		80
	Итого								286			286
	<i>Итого по отоплению:</i>								143			143

Подземная прокладка**Таблица 1.3.20**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопротода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопротода	

						ода					
канал	1976	минпл ита			отоплен ие	кловка- ТК1, ТК2- кловка44, ТК2- кловка42	219	42	219		42
							108	44,5	108		44,5
					г/вода		159	42	76		42
							76	44,5	57		44,5
	1979	минпл ита			отопл.	ТК1- кловка46, Кловка46- ТК2	159	41	159		41
					г/вода		108	41	76		12
									45		29
	2012	ППУ			отопл.	кловка38- 40	108	27	108		27
					г/вода		108	27	76		27
	1994	минпл ита			отопл.	кот.- кловка38	133	45	133		45
					г/вода		108	45	76		45
	<i>Итого</i>								<i>399</i>		<i>399</i>
	<i>Итого по отоплению:</i>								199,5		199,5

Котельная №16

Надземная прокладка

Таблица 1.3.21

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр вода, (п.м)	
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопр овода		
	надземная	1994	полуцилиндры ППУ		гор.вода	ТК6-ТК7	76		102	76		102	
	надземная				отоп.			108		102	108		102
	Итого								204			204	
	<i>Итого по отоплению:</i>								102			102	

Подземная прокладка

Таблица 1.3.22

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр вода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопр овода	
	канал	1984	минплита		отопл.	кот.-ТК1, ТК1-ТК2,	219		9	219		9

					TK3-TK4	159		193	159		193
				г/вода		159		9	89		50
						133		41	57		152
						89		152			
		1986	минп ита		отопл.	TK4- кловка17, TK4-TK5	133		101	133	101
							89		43	89	43
					г/вода		89		101	57	144
							57		43		
		1987	минпл ита		отопл.	TK9- кловка19а, TK8- зооветста нция	57		116	57	116
					г/вода		57		101	57	101
		1991	минпл ита		отопл.	TK2- TK11, TK11- кловка13 столов., TK11- кловка13 уч.к., TK3- кловка13а, кот.-TK12, TK12- кловка21а	108		139	108	139
							89		44	89	44
	канал						159		125,4	159	125,4
					г/вода		89		139	57	139
							57		44	45	44
							108		125,4	89	125,4
		1994	минпл ита		отопл.	TK6- кловка54,	89		11	89	11

					г/вода	TK7- кловка 52	76		11	57		11
		1999	мнпли та		отопл.	TK6- кловка56	108		82	108		82
					г/вода		89		82	76		82
		2012	ППУ		отопл.	кот.-TK9, TK9-TK8, TK2-TK3, TK3-TK6	219		36	219		36
							133		20	133		20
							108		116	108		116
							89		47	89		47
					г/вода		133		36	108		36
							89		67	57		183
							76		116			
									2149,8			2149,8
									537,8			537,8

Котельная №18

Подземная прокладка

Таблица 1.3.23

Номер по схеме- число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуата цию	Тип марка изоляц ии	Год проведени я реконстру кции сетей	Назначе ние сети (отопле ние, ГВС)	Расположе ние до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопров ода, парапрово да, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр вода, (п.м.)
							подающег о трубопро вода	паропров аода		обратного трубопро вода	конденсатопр овода	
	в канале	1972	мнпли		отопл.	TK1-	273		49	273		49

			та		автотр.колл						
					дж, ТК2- кловка3,	219	45	219			45
					кот-ТК7,	133	67	133			67
					кот.-ГРП,	89	79	89			79
					ТК7-ТК*,	108	43,5	108			43,5
					ТК8-ТК9,						
				г/вода	ТК16- гараж,	159	94	108			49
					ТК12- ТК11, ТК7-	108	32	89			45
					ТК14,	89	12,5	76			32
					ТК14- гарабурд11						
					б, ТК15- М.Раск.11а,	57	121	57			133,5
					ТК15- М.Раск11,						
					врезка от ТК10, ТК9- мастерские						
		1993	минпл ит		отопл.	108	5	108			5
						133	13	133			13
					г/вода	108	13	76			13
						89	5	57			5
		1994	минпл ита		отопл.	159	86	159			86
					г/вода	108	86	76			86
		2002	миппл ита		отопл.	108	196	108			196
					г/вода	76	196	57			196

					TK6- Гараб.23						
	2008	ППУ		отопл.	TK16- досааф, ТК-	219		77	219		77
					16, тир, TK10-	108		236	108		236
					TK11, TK11-	89		55	89		55
				г/вода	TK13, TK13-	133		77	89		77
					Гараб.17б, TK13-	89		204	57		236
					Гараб.17вТ К12- Гараб.17	76		32			
	2011	ППУ		отопл.		219		530	219		530
					кот.-TK1, TK1-TK", TK2-TK3, TK3-TK4, TK4-TK5, TK5-	159		58	159		58
					Гараб.25, TK9-TK10, TK10-	133		34	133		34
					TK16, TK4- Гараб.19	108		8	108		8
				г/вода		159		445	108		445
						133		85	89		143
						76		42	57		68
						108		58			
						89		26			
	2012	ППУ		отопл.	TK3- Гараб.19,ко рп2	108		23	108		23
				г/вода		89		23	57		23
	Итого							3156			3156
	<i>Итого по отоплению:</i>							1604,5			1604,5

Котельная №19**Надземная прокладка****Таблица 1.3.24**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	
	Воздушка	1976	Полуцилиндр ППУ		отопл.	кот.-ТК1, ТК1-М.Ерем.20, М.Ерем.20-18, ТК1-ТК2, ТК2=ТК3,	273		19	273		19
							219		294	219		216
							159		67	159		67
							108		76	108		76
					гор.вода		133		133	89		150
							108		197	57		206
							89		126			
	Подвал	1976	полуцилиндр ППУ		отопл.	М.Ерем20-подвал, М.Ерем20, М.Ерем22 подвал, шк.32-подвал	219		86	219		86
							133		72	133		72
							57		66	57		66
							159		74	159		74
					г/вода		108		332	89		168
										76		86
	Подвал	2012	полуцилиндр ППУ		отопл.	М.Ерем.26-подвал	133		19	133		19
					г/вода		108		19	76		19

	Итого								1599			1324
	<i>Итого по отоплению:</i>								673			673

Подземная прокладка

Таблица 1.3.25

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1976	минплита		отопление	ТК2-М.ерем.22 , М.Ерем.22-28,	219		177	219		177
							133		86	133		86
							89		35	89		35
							57		59	57		59
					г/вода		108		263	89		86
							76		35	76		177
										57		35
		1981	минплита		отопл. г/вода		ТК3-М.Ерем.24	108		29	108	
						57			29	32		29
		2012	ППУ		отопл.	ТК3-М.Ерем.26 , М.Ерем26-30	133		18	133		18
							108		46	108		46
					г/вода		108		18	76		64

							89		46			
	Итого								841			841
	<i>Итого по отоплению:</i>								214			214

Котельная №20**Надземная прокладка****Таблица 1.3.26**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопротода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопротода	
	надземная на открытом воздухе											
		1976			отопл.	ТК8-М.Ерем.48	219		157,5	219		157,5
		2012				ТК2-кот.	219		90	219		89
		1976			гор	ТК8-М.Ерем.48	159		157,5	108		84
		2012			вод	ТК2-кот.	89		84	89		157,5
	по подвалу зданий	1976			отопл.	М.Ерем.48	159		74	159		74
		1978				М.Ерем.36-подвал	133		22	133		22
		1988				М.Ерем.34-подвал	133		50	133		50
		1976			г.вода	М.Ерем.48	108		98	76		74
		1988				М.Ерем.36-подвал	89		74	57		50
		1978				М.Ерем.34-подвал	133		47	133		22

	Итого								854			780
	<i>Итого по отоплению:</i>								393,5			393,5

Подземная прокладка

Таблица 1.3.27

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1976	минплита		отопление	ТКЗ-- М.ерем.38, М.Ерем.48-46, М.Ерем.48-ТК5	133		33	133		33
							108		9	108		9
							89		22	89		22
					г/вода		133		33	76		33
							76		31	45		31
		1978	минплита		отопл.	ТКЗ=М.Ерем.38	133		101	133		101
					г/вода		76		101	76		101
		1985	минплита		отопл.	ТК8- М.ерем.44, ТК5- М.Ерем.50	108		22	108		22
							76		57,5	76		57,5
					г/вода		108		22	57		22
							57		57,5	45		57,5

	1988	минпл ита		отопл.		133		18	133		18
					М.Ерем.36-34,	89		19	89		19
					М.Ерем.34-32, ТК5-	76		44	76		44
				г/вода	М.Ерем.52	89		18	57		62
						76		63	45		19
	1987	минпл ита		отопл.	М.Ерем.48-46	108		128	108		128
				г/вода		89		128	76		128
	2012	ППУ		отопл.	ТК2-ТК3	159		84	159		84
				г/вода		108		84	89		84
	Итого							1075			1075
	<i>Итого по отоплению:</i>							537,5			537,5

Котельная №21**Надземная прокладка****Таблица 1.3.28**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопротода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопротода	
	надземн	1987	полуцилиндр ППУ		отопл	TK10- TK12, TK12- Еременко8, TK12- TK13	219		260	219		260
								108		18	108	
		2000	полуцилиндр ППУ			кот.-TK17	108		35	108		35
		1987	полуцилиндр ППУ		гор.вода	TK10- TK12, TK12- Еременко8, TK12- TK13	159		119	108		260
								140		141	89	
							108		18			
		2000	полуцилиндр ППУ			кот.-TK17	89		35	76		35
	подвал	1988	полуцилиндр ППУ		отопл.	Еременк14, 22	219		127	219		127
								133		123	133	

		2001	полуцилиндр ППУ			Лавочк.53 а	108		20	108		20
		2012	полуцилиндр ППУ			Городнянск.1	219		189	219		189
		1988	полуцилиндр ППУ		гор.вода	Еременк14, 22	140		127	108		250
							133		123			
		2001	полуцилиндр ППУ			Лавочк.53 а	89		20	57		20
		2012	полуцилиндр ППУ			Городнянск.1	219		120	108		189
							133		69			
	Итого								1544			1544
	<i>Итого по отоплению:</i>								772			772

Подземная прокладка

Таблица 1.3.29

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1987	минплита		отопление	кот-ТК10, ТК12-Ерем.8, ТК13-	273		5	273		5
							219		24	219		24
							108		12	108		12

					Ерем14,						
				г/вода		219		5	108		29
						108		12	89		12
						159		24			
		1988	минпл ита	отопл.		159		106	159		106
					TK11-д/с, Ерем.14- 22, ТК8- TK12, TK2- Лавоч.62б, TK2-шк36, хозюлок, универс.б лок, ТК2- Ерем54е,	219		36,2	219		36,2
						108		254	108		254
						76		98	76		98
						57		25	57		25
						45		15	45		15
				г/вода		159		106	89		106
						108		254	76		254
						76		98	57		123
						57		25			
		1990	минпл ита	отопл	TK16- Лавочк.72	89		10	89		10
				г/вода		89		10	57		10
		1992	минпл ита	отопл.	TK16- Ерем2, TK16- Ерем.4	76		105	76		105
				г/вода		76		105	57		105
		2000	минпл ита	отопл	TK17- TK21	108		205	108		205
				г/вода		89		205	76		205
		2001	минпл ита	отопл	TK19- Лавочк.53 а,	133		127	133		127
						108		80	108		80

					Лавочкю5	57		155	57		155
					3а-						
				г/вода	53,55,57,	133		127	76		127
					TK11-	89		80	57		80
					TK16						
		2012	ППУ	отопл.	TK10-	219		191	219		191
					Городн.1,	159		59	159		59
					Городн.1-	108		166,5	108		166,5
					TK8,	76		10	76		10
					ж.д.1-						
					Лавочк62а						
				г/вода	Лавочкю6	219		104	108		201
					2а-62,	133		146	89		59
					TK8-						
					Ерем.10,	89		161,5	57		161,5
					TK8-						
					Городн.3						
		Итого						3146,2			3156,2
		<i>Итого по отоплению:</i>						1683,7			1683,7

Котельная №23**Подземная прокладка****Таблица 1.3.30**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, парaproвода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	парoproвода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1973	минплита		отопление		108		101	108		101
	Итого								101			101
	<i>Итого по отоплению:</i>								101			101

Котельная №24

Надземная прокладка

Таблица 1.3.31

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр овода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопр овода	
	Воздушка	1968	полуцилиндр ППУ		отопл.	сш10-УТ2, УТ-2-д/с	108		440	108		440
								76		37	76	
	подвал	1999	полуцилиндр ППУ		отопл.	Гастелло7 подвал	89		51	89		51
	Итого								528			528
	<i>Итого по отоплению:</i>								528			528

Подземная прокладка

Таблица 1.3.32

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр овода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопр овода	
	канал	1968	минплита		отопление	кот-шк10, кот.-	108		83	108		83

						Гастелло5, 7	89		47	89		47
		1999	минпл ита		отопл.	Гастелло7 -11	89		177	89		177
		2000	мипли та		отопл.	ТК1- Гастело9, УТ2- Верхняя11 , ТК1- Верхняя15 , ТК2- Верхняя13	57		29	57		29
							89		105,5	89		105,5
		Итого							441,5			441,5
		<i>Итого по отоплению:</i>							441,5			441,5

Котельная №26

Подземная прокладка

Таблица 1.3.33

Номер по схеме- число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Тип марка изоляция	Год проведения реконструк ции сетей	Назначе ние сети (отоплен ие, ГВС)	Назначе ние сети (отоплен ие, ГВС)	Расположе ние до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопров ода, парапрова да, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр ода, (п.м.)
							подающе го трубопров ода	паропрова ода		обратного трубопров ода	конденсатопр ода	
	канал		минплита		пар		57		7	32		7
	Итого								7			7
	<i>Итого по отоплению:</i>								0			0

Котельная №27

Надземная прокладка

Таблица 1.3.34

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	
	Надземн.	1964	полуцилиндр ППУ		отопл.	шк. Муз. Центр	32		45	32		45
	Итого								45			45
	<i>Итого по отоплению:</i>								45			45

Подземная прокладка

Таблица 1.3.35

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1964	минплита		отопление	кот.-ТК2, ТК2-столов., ТК3--	76		379	76		379
							57		147	57		147
							45		79	45		79

						спальн.ко рп., ТК3--	32		29	32		29
						склад,						
					г/вода	ТК2-шк,	57		80			
						ТК10--	45		73			
						сушка, ТК2-ТК7, ТК5- амин.зд, ТК6-- интернат, ТК7- интернат, ТК7-ТК9, ТК8- мед.корп., библ.- интернат, кот.- спортзал, кот.- прачечн.	32		24			
	Итого								634			634
	<i>Итого по отоплению:</i>								634			634

Котельная №28

Надземная прокладка

Таблица 1.3.36

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	Подвал	1979	полуцилиндр ППУ		отопл.	шк.-интернат подвал	89		73	89		73
				гор. Вода			45		73	45		73
	Итого									146		
	<i>Итого по отоплению:</i>								73			73

Подземная прокладка

Таблица 1.3.37

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	

	канал	1979	минплита		отопление	кот.-школа, шк.-Н.Дубровенка 5	108		102	108		102	
							45		40	45		40	
					г/вода		76		102				
							45		40				
					циркул.					57		102	
										45		40	
	Итого									284			284
	<i>Итого по отоплению:</i>									142			142

Котельная №29

Подземная прокладка

Таблица 1.3.38

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1972	минплита		отопление	кот.-шк.5	133		120	133		120
	Итого								120			120
	<i>Итого по отоплению:</i>								120			120

Котельная №30

Подземная прокладка

Таблица 1.3.39

Номер по схеме- число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуата цию	Тип марка изоляц ии	Год проведени я реконструк ции сетей	Назначе ние сети (отоплен ие, ГВС)	Расположе ние до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопров ода, парапрово да, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр вода, (п.м.)
							подающег о трубопров ода	паропрова ода		обратного трубопров ода	конденсатопр овода	
	канал	1994	минпл ита		отоплен ие	кот.-ТК1, ТК1- корпусс2, ТК1- корпус3, ТК1- корпус4	76		60	76		60
							57		22,5	57		22,5
							45		90,5	45		90,5
					г/вода		57		60			
							45		52			
							32		38,5			
							25		22,5			
					циркул.					45		60
										32		52
										25		38,5
										20		22,5
	Итого									346		346
	<i>Итого по отоплению:</i>									173		173

Котельная №31

Подземная прокладка

Таблица 1.3.40

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, парапровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	парапровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1994?	минплита		отопление	кот.-ТК1, ТК1-корп1, ТК1-столовая, ТК1-корп.2, кот.-ТК2, ТК2-корп.4	108		25	108		25
							89		15	89		15
							57		43	57		23
							40		20	40		40
							25		54,5	25		54,5
					г/вода		57		63			
							40		20			
							32		20			
							20		54,5			
					циркул.					57		48
										40		20
										25		15
	Итого								315			240,5
	<i>Итого по отоплению:</i>								157,5			157,5

Котельная №32**Надземная прокладка****Таблица 1.3.41**

Ном ер по схем е- числ о	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуата цию	Тип марка изоляции	Год проведени я реконстру кции сетей (тепловой изоляции)	Назначе ние сети (отопле ние, ГВС, другое)	Расположе ние до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопров ода, паропрово да (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр овода, (п.м)	
							подающе го трубопро вода	паропро вода		обратн. трубопро вода	конденсатопр овода		
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12	
	надземн.	1982	полуцили ндр ППУ		отопл.	кот.- узелА, УзелА- лесопильн цех, лесоп.цех- ТК1	219		82	219		82	
								159		272	159		272
								159		235	133		235
					г/вода			133		119	108		82
											89		37
		1989	полуцили ндр ППУ		отопл.	угол поворота- ж.д.116, узелА- угол поворота на Соболева 116	133		159	133		159	
								57		45	57		45
					г/вода			89		159	57		159
								57		45	32		45
		1994	полуцили ндр ППУ		отопл.	ТК2-ТК3	76		37,7	76		37,7	
					г/вода			76		37,7	57		37,7

	внутр.										
	помещ.	1994	полуцилиндры ППУ		отопл.	Соболева 16б	76		40	76	40
					г.в.		76		40	57	40
	Итого								1271,4		1271,4
	<i>Итого по отоплению:</i>								635,7		635,7

Подземная прокладка

Таблица 1.3.42

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1994	минплита		отопление	ж.д.116б-ж.д.20 по ул.Шейна, ТКЗ-Шейна22	127		31	127		31
							76		75	76		75
		2011	ППУ			ТК1-Соболева 16а, 116а-116б	127		55	127		55
		1994	мнплита		гор. Вода		76		106	57		106
		2011	ППУ				114		13	57		55
							76		42			
		2012	ППУ		отопл	ж.д.116б-ТК2	76		49	76		49
					г/вода		76		49	57		49
	Итого								420			420

	<i>Итого по отоплению:</i>								106			106
--	----------------------------	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	-----

Котельная №33

Надземная прокладка

Таблица 1.3.43

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)	
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода		
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12	
	Надземн	1986	полуцилиндр ППУ		отопл.	TK1-TK2, врезка т.А-TK16,	219		174	219		174	
							TK16-TK21,	159		535	159		535
							TK28-TK35,	108		70	108		70
							TK51-TK58						
	Итого								779			779	
	<i>Итого по отоплению:</i>								779			779	

Подземная прокладка

Таблица 1.3.44

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, парaproвода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1986	минплита		отопление	кот.-ТК1, ТК12-	219		123	219		123
						рабоч.22, ТК12-ТК13, ТК12-врезка т.А,	159		365	159		365
						ТК15=Колхозн16, ТК16-Колхозн.12, Колхозн13-	108		600	108		600
						15, ТК21-Стрит.10, ТК20-Строит.12, ТК19-Строит.16, ТК18-Строит.18, ТК13--	89		43	89		43
						Рабоч.12,14, ТК11-ТК28, ТК22-	76		258	76		258
						Рабоч.10, ТК23-	57		210	57		210
						Клубная11, 13, Тк27-Клубная3,	45		146	45		146
							32		121	32		121

						ТК28-ТК32, ТК29- Строит.5, ТК31- Строит.7, ТК32- Строит.9, 8, ТК34- Строит.3, ТК35-ТК40, ТК38-- Кооперативн. 23, ТК36- Кооперативн. 19, ТК35- ТК51, ТК57-- Кооперативн. 113/1, ТК43- Дружбы7, ТК44- Дружбы9, Тк49- Дружбы19, ТК50- Дружбы22, ТК53-ТК55, ТК55- Колхозн.2, ТК1-ТК5 ТК4- Кооперативн. 31, ТК5- Рабочая8, ТК2-ТК6, ТК7- Рабочая2, ТК8- Рабочая3,				
--	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--

					ТК8- Рабочая5, ТК8-ТК10, Тк9-Рабочая7, ТК10- Кооперативн1 8						
		2012	ППУ		ТК6-ТК7	76		41	76		41
								1907			1907
								1907			1907

Котельная №34**Надземная прокладка****Таблица 1.3.45**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)		
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода			
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12		
	Воздушка	1979	полуцилиндры ППУ		отопл.	ТК2-ТК3, ТК1-ТК11, ТК11-ТК12, ТК12-ТК13, ТК14-ж.д.26б.	219		25	273		20		
								76		172	76		172	
								57		98	57		98	
							гор.вода		133		25	89		25
		1996	полуцилиндры ППУ		отопл.	ТК9-Багр.63	108		90	108		90		
							г/вода		57		90	45	90	
		2008	полуцилиндры ППУ		отопл.	кот.-ТК1, ТК1-ТК2	273		20	273		20		
								219		60	219		60	
							г/вода		133		80	108		20
												89		60
	Итого								660			655		
	<i>Итого по отоплению:</i>								465			465		

Подземная прокладка

Таблица 1.3.46

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1979	минплита		отопление	TK3-TK4, TK4-ж.д.42, TK4-TK5, TK13- ж.д.34в, TK13:TK14: TK15, до ж.д.34в,34а, TK14- ж.д.26б	219		158	219		158
							89		30	89		30
							57		39	57		39
					г/вода							
							133		115	89		115
						89		30	57		30	
		1984	минплита		отопл.	TK5-TK6, TK6-TK7	159		170	159		170
					г/вода				120	76		120
							89		50	57		50
		1996	минплита		отопл.	TK8-TK9, TK9-TK10, TK10- Багр.59, ж.д.59-61, TK6-Багр.65, TK9-Багр..63	133		238	133		238
							89		21	89		21
					г/вода				259	57		259
		1997	минплита		отопл.	TK5-ж.д.44, TK5-Багр.46	133		20	133		20

						89		115	89		115
					г/вода	89		155	57		155
		2002	минпл ита		отопл.	133		44	133		44
						76		78	76		78
					г/вода	89		44	57		44
						57		78	45		78
		Итого						1764			1764
		<i>Итого по отоплению:</i>						913			913

Котельная №35**Надземная прокладка****Таблица 1.3.47**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)	
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода		
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12	
	Воздушка	1998	полуцилиндр ППУ		отопл.	Лавочк.41	133		4	133		4	
								40		39,2	40		39,2
						гор.вода	Лавочкина41 душевые,	108		4	108		4
								32		37,5	25		37,5
	Итого								84,7			84,7	
	<i>Итого по отоплению:</i>								43,2			43,2	

Подземная прокладка

Таблица 1.3.48

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, парапровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	парапровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1998	минплита		отопление	кот.Лавочк	159		33	159		33
						.41, кот.-	133		107,5	133		107,5
						TK2, TK2-	114		175,5	108		175,5
						TK3, TK3-	108		25,5	108		25,5
						Котовск.56	89		103,5	89		103,5
						, TK3-TK?,	57		273	57		273
						TK7-	40		17	40		17
						Котовск.5а						
						, TK7-						
						Котовск.3а						
					г/вода	,3,5, TK6-	108		291			
						Котовск.1,	89		58,5			
						1а, TK2-	76		19			
						TK4, TK4-	57		76,5			
						Лавочк.43,	32		17			
						TK4-TK5,						
						TK5-						
						Лавочк.44,						
						TK5-				108		59
					циркул.	Лавочк.42,				89		100
						Лавочк.42-				57		208
						40,				45		33,5
						Лавочк.41-				32		19
						душевые						

									25		17
	Итого								1197		1171,5
	<i>Итого по отоплению:</i>								735		735

Котельная №36

Надземная прокладка

Таблица 1.3.49

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр овода, (п.м)
							подающего трубопро вода	паропров ода		обратн. трубопро вода	конденсатопр овода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	по подвалу	1968	полуцилиндр ППУ		отопл.	Брестская 4	159		102	159		102
		1993				Лавочк.52 а-подвал, Лавочкн.4 8 подвал	219		74	219		74
							159		102	159		102
		1968			гор.вода	Брестская 4	108		102	89		102
		1993				Лавочк.52 а-подвал, Лавочкн.4 8 подвал	159		74	76		102
							114		102	108		74
	Итого									556		
	<i>Итого по отоплению:</i>								278			278

Подземная прокладка

Таблица 1.3.50

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, парапровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	парапровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1968	минплита		отопление	ТК1-кот., Брестская 4, Брестск4-ЖЭУ8, Брестск.4-ТК6, ТК5-ТК4, ТК5-Брестск5, ТК4-Брестстк.3,1.	377		10	377		10
							89		186	89		186
							76		21	76		21
							57		91	57		91
					г/вода							
							159		10	89		10
							57		45	32		45
		1993	минплита		отопл.	ТК1-54в, Лавочк.54 б-52а, Лавочк.48-52а, т.Аврезка, Лавочк.50 а, Лавочкю48-ТК2	108		95	108		95
							273		148	273		148
							159		176	159		176
							219		10	219		10
							76		31,5	76		31,5
					г/вода							
							159		10	108		10
							133		148	89		324
							108		176	57		95

						89		95			
	1998	минпл ита		отопл.	ТК1- Лавочк.54 б	273		29	273		29
				г/вода			19		29	89	
	2003	минпл ита		отопл.	ТК6- Лавочк.56 -58	57		86	57		86
	2008	минпл ита		отопл.	ТК1- Брестск.4	159		78	159		78
				г/вода			108		78	76	
	2012	ППУ		отопл	ТК1- Брестск.4	159		40	159		40
				г/вода			108		40	76	
	Итого							1632,5			1632,5
	<i>Итого по отоплению:</i>							1001,5			1001,5

Котельная №37

Надземная прокладка

Таблица 1.3.51

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	Воздушка	1999	полуцилиндр ППУ		отопл.	кот.-ТК6	108		342	108		342
	Итого								342			342
	<i>Итого по отоплению:</i>								342			342

Подземная прокладка

Таблица 1.3.52

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1999	минплита		отопление	кот.-Топстрой, ТК6-ТК7,	108		385	108		385
							76		263	76		263

					ж.д.57-59, TK7-TK8,	57		395	57		395
					TK8- ж.д.61, TK8-	45		215	45		215
					ж.д.63, TK2-	25		60	25		60
					тчк.врезки д.54, тчк. Врезки 48, 50, 52, 54; TK2- ж.д.46, TK1- ж.д.44, TK1-TK4, TK4- ж.д.60, TK4- ж.д.62, TK4- магазин, TK5- ж.д.33,35, TK3- тчк.врезк д.41, тчк врезки- д.42, тчк.врезки -д.39, тчк. врезки- д.37, тчк.врезки -д.41						
					Итого			1318			1318
					<i>Итого по отоплению:</i>			1318			1318

Котельная №38

Надземная прокладка

Таблица 1.3.53

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр овода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопр овода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	Воздушка	1983	полуцилиндр ППУ		отопл.	ТК14-муз.шк.	57		309	57		309
	Итого								309			309
	<i>Итого по отоплению:</i>								309			309

Подземная прокладка

Таблица 1.3.54

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр овода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопр овода	

						ода						
	канал	1987	минпл ита		отоплен ие	Тк14- ж.д.9, ж.д.9-7, ТК4- ТК10, ТК10- ж.д.29, ТК10- ж.д.29в, ж.д.29в- ТК13	159		118	159		118
							114		223	114		223
							57		45	57		45
		1989	минпл ита		отопл.	ж.д.9-13	114		65	114		65
		1990	минпл ита		отопл.	ТК1- ТК11, ТК11- ж.д.15, ТК11- ТК12, ТК12- ТК13, ТК13- ж.д.29а, ТК13- ж.д.29б, ТК12- ТК14	219		126	219		126
							114		60	114		60
							89		18	89		18
							57		32	57		32
		1993	минпл ита		отопл.	ТК13- ж.д.27, ТК13- ж.д.27а	57		16	57		16
		1997	минпл		отопл.	кот.-ТК1,	219		69	219		69

			ита			TK1-TK2, TK2-TK3, TK3- ж.д.31а, TK3-TK4, TK4-TK5, TK5- ж.д.31, TK5-TK6, TK6⇒ж.д.3 3а, TK6- TK7, TK7- ж.д.33, TK7-TK8, TK2- ж.д.35, TK8-ж.д.1, TK1-ж.д.3						
							133		41	133		41
							114		170	114		170
							89		174	89		174
							57		13	57		13
									1170			1170
									1170			1170

Котельная №39

Подземная прокладка

Таблица 1.3.55

Номер по схеме- число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуата цию	Тип марка изоляц ии	Год проведени я реконструк ции сетей	Назначе ние сети (отоплен ие, ГВС)	Расположе ние до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопров ода, парапрова да, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр овода, (п.м.)
							подающег о трубопров	паропрова ода		обратного трубопров ода	конденсатопр овода	

						ода					
	канал	2000	минпл ита		отоплен ие	кот.-ТК4- ТК3, Строгань7	114	98	89		98
		1987	минпл ита			Строгань5 -6	89	93	76		93
		1997	минпл ита			Строгань 5- Тк1- ТК2- Строгань9 . кот. Строгань3	89	296	76		296
		2000	минпл ита		г/вода		76	98	76		98
		1987	минпл ита		циркул.		76	93	76		93
		1997	минпл ита				57	296	57		296
	Итого							974			974
	<i>Итого по отоплению:</i>							487			487

Котельная №40**Надземная прокладка****Таблица 1.3.56**

Ном ер по схем е- числ о	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуата цию	Тип марка изоляции	Год проведени я реконстру кции сетей (тепловой изоляции)	Назначе ние сети (отопле ние, ГВС, другое)	Располож ение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопров ода, паропрово да (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр овода, (п.м)	
							подающе го трубопро вода	паропро вода		обратн. трубопро вода	конденсатопр овода		
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12	
	Воздушка	1987	полуцили ндр ППУ		отопл.	теплосеть от котельной Миловидо во	219		348	219		348	
								159		812	159		812
								133		118	133		118
								108		763	108		763
								89		294	89		294
								76		128	76		128
								57		1249	57		1249
								32		114	32		114
	Итого							3826				3826	
	<i>Итого по отоплению:</i>							3826				3826	

Подземная прокладка

Таблица 1.3.57

Номер по схеме- число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуата цию	Тип марка изоляция	Год проведени я реконструк ции сетей	Назначе ние сети (отоплен ие, ГВС)	Расположе ние до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопров ода, парапрова да, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр вода, (п.м.)
							подающег о трубопров ода	паропрова ода		обратного трубопров ода	конденсатопр овода	
	бескан.	1987	минпл ита		отоплен ие	теплосеть от кот. Миловидо во	57		1226	57		1226
							48		47	48		47
							32		114	32		114
							40		6	40		6
	канал						89		64	89		64
							32		8	32		8
	Итого							1465			1465	
	<i>Итого по отоплению:</i>							1465			1465	

Котельная №41

Надземная прокладка

Таблица 1.3.58

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр овода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопр овода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	Воздушка	1987	полуцилиндр ППУ		отопл.	воздушка	159		115	159		115
								89		60	89	
					гор.вода		114		115	76		190
							50		68	50		68
	Итого								358			433
	<i>Итого по отоплению:</i>								175			175

Подземная прокладка

Таблица 1.3.59

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр овода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопр овода	

	канал	1987	минплата		отопление	кот.-до воздушки, ТК1-- ж.д.37, ж.д.37, ж.д.37а, ж.д.37- 37а, ж.д.37а- 37б	159		185	159		185
							133		100	133		100
		1992	минплата			от возд.- ТК1	159		30	159		30
		1998	минплата			ж.д.37-3	133		53	133		53
		1987	минплата		г/вода		114		225	89		225
		1998	минплата				89		102	57		102
	Итого								707			707
	<i>Итого по отоплению:</i>								368			368

Котельная №42

Надземная прокладка

Таблица 1.3.60

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопр овода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопр овода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	Воздушка	2001	полуцилиндр ППУ		отопл.	кот. ТК4	76		174	76		174
				гор.вода			57		174	45		174
	Итого								348			348
	<i>Итого по отоплению:</i>								174			174

Подземная прокладка

Таблица 1.3.61

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр овода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопр овода	
	канал	1963	минплита		отопл.	Лавочкина 47-54, 54-54а, 54-52	89		140	89		140
							76		35	76		35

							57		80	57		80
		1999	минпл ита		отопл.	кот.- Лавочк.47	108		18	108		18
					г/вода		57		18	45		18
		2001	минпл ита		отопл.	ТК1- Черныш.4,	57		109	57		109
					г/вода	ТК2- Черныш.4 а, ТК3- Радищева 3а, ТК3- Радищ.1а, ТК4- Радищ.3, ТК4- адищ.1	57		109	45		109
	Итого								509			509
	<i>Итого по отоплению:</i>								382			382

Котельная №43

Подземная прокладка

Таблица 1.3.62

Номер по схеме- число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуата цию	Тип марка изоляция и	Год проведени я реконструк ции сетей	Назначе ние сети (отопле ние, ГВС)	Расположе ние до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопров ода, парапрова да, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопр овода, (п.м.)
							подающег о трубопров ода	парапрова ода		обратного трубопров ода	конденсатопр овода	
	в канале	1989	минпл ита		отопл.	Энергоуч.- ТК6, ТК5-	133		164	133		164

					Ракитн.34, ТК6-	89		188	89		188
					Ракитн.226 , ТК6-ТК7, ТК7-	57		87	57		87
					Ракитн.32, ТК7-						
					Ракитн.22а						
		2000	минпл ита		отопл.	133		14	133		14
						89		139	89		139
						57		22	57		22
					ГВС	76		14	76		14
						57		161	57		161
								789			789
	<i>Итого</i>										
	<i>Итого по отоплению:</i>							614			614

Котельная №44**Надземная прокладка****Таблица 1.3.63**

Но ме р по сх ем е- чи сло	Тип прокладк и (на открыто м воздухе или внутри помещен ий)	год ввода в экспл уатац ию	Тип марк а изоляция ции	Год прове дения рекон струк ции сетей (тепло вой изоляция ции)	Назн ачен ие сети (ото плен ие, ГВС, друг ое)	Распо ложен ие до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубо прово да, пароп ровод а (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденс атопров ода, (п.м)	
							пода юще го трубо прово да	паро пров ода		обрат н. трубо прово да	конденс атопров ода		
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12	
	Воздушк а	1970	полу цили ндр ППУ		отоп л.	кот.- ТК4, ТК4- ТК7	159		217	159		217	
							76		132	76		132	
					гор.в ода		133		217				
							57		132				
										108		217	
										45		132	
	подвал	1970			отоп л.		133		40	133		40	
		1993	полу цили ндр ППУ				Белин ск.9а подва л	108		13,5	108		13,5
		1970			гор.в ода			108		40	89		40
	Итого								791,5			791,5	
	<i>Итого по отоплени ю:</i>								402,5			402,5	

Подземная прокладка

Таблица 1.3.64

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1970	мнплита		отопление	тчк. врезки В-ГРП. ТК7-д/с Ленок, Радищ.4-	108		49,5	133		49,5
						Лавочк.49,	57		90	108		90
						ТК6-Лавочк.51/1	25		20	25		20
					г/вода		57		49,5	57		49,5
							45		70	32		70
		1993	минплита		отопл.	Белинск.9а-9-11, ТК3-Радищ.13, ТК5-Радищ.5,5а	108		79	108		79
							57		121	57		121
					г/вода		57		89	57		89
		2001	минплита		отопл.	ТК1-Белинск.9а.	108		55	108		55
						ТК1-Радищ.12а, ТК2-Радищ.9а, ТК8-Радищ.8,10, тчк.А-ТК9-Белинск.5,7	57		194	57		194
		2012	ППУ		отопл.	ТК4-	133		170	133		170
					г/вода	ТК5	108		170	89		170
	Итого								1157			1157
	<i>Итого по отоплению:</i>								778,5			778,5

Котельная №46**Надземная прокладка****Таблица 1.3.65**

Но мер по сх ем е- чи сло	Тип прокладк и (на открыто м воздухе или внутри помещен ий)	Год ввода в экспл уатац ию	Тип марк а изоляция ции	Год прове дения рекон струк ции сетей (тепло вой изоляция ции)	Назн ачен ие сети (ото пление, ГВС, друг ое)	Распо ложен ие до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубо прово да, пароп ровод а (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденс атопров ода, (п.м)
							пода ющег о трубо прово да	паро пров ода		обрат н. трубо прово да	конденс атопров ода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	надземн.	1981	полу цили ндр ППУ		отоп л.	повор отА- ТК1, ТК1- ТК4, ТК4- ТК7,	325		920	325		920
							273		545	273		545
							219		361	219		361
		1993	полу цили ндр ППУ		отоп л.	ТК22- Куйб ыш.4, ТК27- ТК28, ТК28- Куйб ыш.1 0, ТК28- Куйб ыш.9	273		103	273		103
							108		75	108		75
							76		34	76		34
	надземка внутри пом	1981	полу цили ндр ППУ		отоп л.	Минс к.19, Минс к.21к. 1, Минс к.21к. 2	108		90	108		90
							89		131	89		131
	надземка внутри пом	2000	полу цили ндр ППУ		гор. Вода		57		231	57		231
	Итого								2490			2490
	<i>Итого по отоплени ю:</i>								2259			2259

Подземная прокладка

Таблица 1.3.66

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канальная	1981	минплита		отопл.	кот.-поворот на м-на, ТК1-Минская3, ТК2-Щорса 4, ТК3-Щорса 6, ТК5--Щорса 1, ТК4-ТК17, ТК17-Минская.9а, 9а-9, 9а-ТК20, ТК19-ГРП, Минск .7-5, ТК6-Щорса 3, ТК6-ТК11, Щорса 12-14, ТК11-ТК12, ТК12-Щорса 14а, ТК13-Минск .13а, Минск .13-15, ТК14-ТК16, ТК16-	325		384	325		384
							219		70	219		70
							133		158	133		158
							108		500	108		500
							89		51	89		51
							76		270	76		270
							57		223	57		223
							45		96	45		96
							159		73	159		73

						.11, Щорса 12- ТК17, ТК7- ЦТП1 43, Щорса 18- Минск 17, ЦТП1 43- Минск 19, Минск .19-21, Минск .21к.1- к.2, Минск .19- Тк9, ТК9- Минск .тупик 3, ТК9- ТК10, Минск .тупик 1-5							
	канал	2000	мин пли та		г/в	кот.- повор от на м-нА, ТК1- Минск ая3, ТК2- Щорса 4, ТК3- Щорса 6, ТК5-- Щорса 1, ТК4- ТК17, ТК17- Минса к.9а, 9а-9, 9а- ТК20, ТК19- ГРП,	76		210				
							57		366				
					обр.					57		421	
										45		40	
										32		115	

					Минск .7-5, ТК6- Щорса 3, ТК6- ТК11, Щорса 12-14, ТК11- ТК12, ТК12- Щорса 14а, ТК13- Минск .13а, Минск .13-15, ТК14- ТК16, ТК16- - Минск .11, Щорса 12- ТК17, ТК7- ЦТП1 43, Щорса 18- Минск 17, ЦТП1 43- Минск 19, Минск .19-21, Минск .21к.1- к.2, Минск .19- Тк9, ТК9- Минск .тупик 3, ТК9- ТК10, Минск .тупик 1-5							
		1993	МИН ПЛТ а		ОТОП Л.	ТК23- ТК27	273		75	273		75

		2012	ПП У		отоп л.	TK12- TK13, TK13- TK14, TK14- TK15	76		121	76		121
	Итого								2597			2597
	<i>Итого по отоплению:</i>								2021			2021

Котельная №50**Надземная прокладка****Таблица 1.3.67**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)	
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода		
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12	
	Надземная	2000	получили ндр ППУ		отопл.	кот.-ТК1, ТК1-ТК3, ТК3--Соболева109в, ТК3-Соболева109г, ТК3-Собол.105б, ТК2-Соболева111, т.А-ТК4, т.Б-Соол.107, Соболев.109а, Собол.109б	219		326,6	219		326,6	
								159		46,5	159		46,5
								108		596,2	108		596,2
							89		92	89		92	
		2001	получили ндр ППУ			ТК4-ТК5а, т.А-прямок, Соболева105, тепло сеть-3-йпер. Горького5,3 (прия	127		18,5	127		18,5	
								57		235,8	57		235,8
								100		134	100		134
							89		84	89		84	

						мок)					
		2000	полу цили ндр ППУ		гор.в ода	кот.- ТК1, ТК1- ТК3, ТК3--	108	502,6	89		581,8
							89	427,7	57		348,5
							57	172	45		92
						Собол ева10 9в, ТК3- Собол ева10 9г, ТК3- Собол .1056, ТК2- Собол ева11 1, т.А- ТК4, т.Б- Соол. 107, Собол ев.109 а, Собол .109б			32		80
		2001	полу цили ндр ППУ			ТК4- ТК5а, т.А- прия м ок, Собол ева10 5, тепло сеть- 3- йпер. Горьк ого5,3 (прия мок)	108	134	89		118
							57	84	32		100
	Итого							2853, 9			2853,9
	<i>Итого по отоплени ю:</i>							1533, 6			1533,6

Подземная прокладка

Таблица 1.3.68

по схеме-	Тип прокладк и (на	Год ввода в	Тип мар ка	Год прове дения	Назн ачен ие	Распо ложен ие до	Диаметр, (мм)	Длина трубо прово	Диаметр, (мм)	Длина трубопр овода,
--------------	--------------------------	-------------------	------------------	-----------------------	--------------------	-------------------------	---------------	-------------------------	---------------	----------------------------

открытом воздухе или внутри помещений)	эксплуатацию	изоляция	реконструкция сетей	сети (отопление, ГВС)	ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	подающего трубопровода	паропровода	да, паропровода, (п.м.)	обратного трубопровода	конденсатопровода	конденсатопровода, (п.м.)
канал	2000	минплита		отопление	Соболева105б,	108		43,5	108		43,5
					Соболева111,	89		70	89		70
					111а, 111б. 111в, Соболева109а-109	65		63	65		63
						40		87	40		87
	2001	минплита			ТК4-Соболева94,	127		40,2	127		40,2
					ТК5-Соболева82,	108		61	108		61
					ТК5-ТК7, ТК6-Соболева82а, ТК7-Соболева88, ТК7-Соболева84-86, приемок-3-й пер.Горького 3,5	76		34	76		34
						57		230	57		230
						100		16,5	100		16,5
						89		43,5	89		43,5
				гор.вода							
	2000	минплита			Соболева105б,	89		12	57		12
					Соболева111,	57		119	32		61,5
					111а, 111б. 111в, Соболева109а-109	32		5,5	25		150
						25		150			
	2001	мин			ТК4-	108		51	89		51

			пли та			Собол ева94, ТК5-						
							89		60	45		87,5
						Собол ева82, ТК5-						
						ТК7, ТК6-						
						Собол ева82а , ТК7-						
						Собол ева88, ТК7-						
						Собол ева 84-86, приям ок-3-й пер..Г орько го 3,5						
	Итого								1086,2			1050,7
	<i>Итого по отоплени ю:</i>								688,7			688,7

Котельная №51**Надземная прокладка****Таблица 1.3.69**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденс атопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденс атопровода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	надземн	1975	полуцилиндр ППУ		отопл.	профилактор	159		100	159		100
	подвал				отопл.	подвал, профилакторий-забор АТП-5	159		18	159		18
	Итого								118			118
	<i>Итого по отоплению:</i>								118			118

Подземная прокладка**Таблица 1.3.70**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденс атопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденс атопровода	
	канал	1975	минплита		отопление	кот.-профилакт., забор АТП5	219		105	219		105
							108		51	108		51
							57		58	57		58

						-ТК4, ТК1-- Белин ск.10, ТК2-- Белин ск.10а , ТК4- ТК6, ТК6- ТК7, ТК3- Белин ск.8, ТК3- Белин ск8а	133		127,5	133		127,5
		1999	мин пли та		отоп л.	ТК4- Белин ск.6,6 а, ТК6- Белин ск.4,4 а, ТК?- Белин ск.2,2 а	57		92	57		92
		1975	мин пли та		г/вод а		89		105	45		105
	Итого								538,5			538,5
	<i>Итого по отоплени ю:</i>								341,5			341,5

Котельная №52**Надземная прокладка****Таблица 1.3.71**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	Воздушка	2002	получили ндр ППУ		отопл.	кот.-шк.13	133		12	133		12
					гор.вода		76		12	45		12
	Итого								24			24
	<i>Итого по отоплению:</i>								12			12

Котельная №53**Подземная прокладка****Таблица 1.3.72**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	2002	минплита		отопление	кот.-Н.Неман1,	159		113	159		113

						кот.- TK1, TK1- д.№42	108		131	108		131
						, TK2- д.№8, TK1- TK2, TK-2- д.№2, по подва лу д.№2.	89		139	89		139
						д.№2- д.№46 , TK3- до д.№3, д.№2- д.№4	76		59	76		59
							57		13	57		13
					ГВС		108		244			
							89		139			
							76		31			
							57		51			
										108		244
										89		139
										76		31
										57		23
										40		28
										920		920
	Итого											
	<i>Итого по отоплению:</i>									455		455

Котельная №54

Надземная прокладка

Таблица 1.3.73

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	Воздушка	1981	получили ндр ППУ		отопл.	кот.-сш№2	89		319	89		319
					г/вода	1, TK1-пер.3. Космод.5	89		179	57		179
	Итого								498			498
	<i>Итого по отоплению:</i>								319			319

Подземная прокладка

Таблица 1.3.74

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал	1979	мнп лита		отопление	ТК4-ТК5, ТК5-Никол аева	219		58	219		58
						52, ТК5-Никол аева5	133		95	133		95
					г/вода	4	133		153	108		80
										89		73
		1984	мин плита		отопл.	ТК1-ТК2, ТК2-д/с, ТК2-ТК3, ТК3-Никол аева4	219		64	219		64
						8, ТК2-ТК4, ТК4-Никол аева5	159		100	159		100
						0	108		22	108		22
							89		30	89		30
					г/вода		108		30	89		64
							133		34	76		22
							89		122	57		100
							57		30	32		30
		2002	мин плита		отопл.	кот.-ТК1, ТК1-3.Кос мод.4, д.4-д.2	259		38	259		38
							159		120	159		120
							108		55	108		55
					г/вода		133		38	108		38
							108		120	57		175
							57		55			
	Итого								1164			1164
	<i>Итого по отоплению:</i>								582			582

Котельная №55**Подземная прокладка****Таблица 1.3.75**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	ж/б канал	1998	минплита		отопление	кот.-УП1, УП1-ТК1	219		13	219		13
		1998						159		99	159	
		2012	ППУ			ТК1-Краснинск.шоссе5	133		6	133		6
		2002	минплита			ТК1-Краснинск.шоссе3б	108		23	108		23
		1998			г/вода		159		13			
		1998					133		99			
		2012					108		6			
		2002					89		23			
		1998			циркул.					108		13
		1998								89		99
		2012								76		6
		2002								57		23
	Итого								282			282
	<i>Итого по отоплению:</i>								141			141

Котельная №56**Надземная прокладка****Таблица 1.3.76**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоля)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	

				ции)			да					
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	Воздушк а	1999	полу цили		г/вод а	TK1-- ст.пр. 3	76		100	57		100
			ндр ППУ									
	Итого								100			100
	<i>Итого по отоплени ю:</i>								0			0

Подземная прокладка

Таблица 1.3.77

Номер по схеме-число	Тип прокладк и (на открытом воздухе или внутри помещен ий)	Год ввода в экспл уатац ию	Тип мар ка изо ляц ии	Год прове дения реконс трукц ии сетей	Назн ачен ие сети (ото плен ие, ГВС)	Распо ложен ие до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубо прово да, парап ровод а, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопр овода, конденс атопр овода, (п.м.)
							пода ющег о трубо прово да	пароп ровао да		обрат ного трубо прово да	конденс атопр овода	
	ж/б канал	1999	мин пли та		отоп лени е	кот.- TK1, TK1-	159		444	159		444
						TK2, TK2-	89		109	89		109
						д.№14 , TK2-	76		30	76		30
						TK3, TK3- д.№13 , TK3- TK4, TK4- д.№12 , TK4- TK4а, TK4- д.12, TK4а- клуб, TK1- TK5, TK- 5а- д.№15 , TK5- д.№16 , TK5- TK6, TK- ба-д/с, TK2- д.№17	57		199	57		199

		2002	мин пли та			TK5- TK5a, TK6- TK6a, TK6- д.2, TK6- TK? TK7- д.8, TK7- д.3, TK7a- д.4, TK7a- д.9a, TK7- TK* TK8- TK- 8a, до д.8, до д.7, до д.6, TK8- д.10, TK8- д.11, TK8- д.9	108		40	108		40
							133		126	133		126
							89		57	89		57
							76		321	76		321
							57		279	57		279
		1999			г/вод а		108		243			
							89		39			
							57		186			
		1999			цирк ул.							
										89		282
										57		186
		2002			г/вод а		57		45	57		45
	Итого								2118			2118
	<i>Итого по отоплени ю:</i>								1605			1605

Котельная №66

Надземная прокладка

Таблица 1.3.78

Н ом ер по	Тип прокладк и (на открыто	Год ввода в экспл	Тип марк а изоляция	Год прове дения рекон	Назн ачен ие сети	Распо ложен ие до ЦТП,	Диаметр, (мм)	Длин а трубо прово	Диаметр, (мм)	Длина обратн. трубо- и конденс
---------------------	-------------------------------------	----------------------------	------------------------------	--------------------------------	----------------------------	---------------------------------	------------------	-----------------------------	---------------	---

схем е- чи сло	м воздухе или внутри помещен ий)	уагац ию	ции	струк ции сетей (тепло вой изоляция ции)	(ото плен ие, ГВС, друг ое)	от ЦТП, без ЦТП	пода ющег о трубо прово да	паро прово да	да, пароп ровод а (п.м.)	обрат н. трубо прово да	конденс атопр овода	атопр овода, (п.м)
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	Надземная	2002	получили ндр ППУ		отоп л.	кот.- Т.6, Т.6- Т.7, Т.7- Ново- Киевс к.пер. 48б, Т2-до ограж д., Т.3- Т.9,Т. 9-ТК2	219		353	219		353
							114		10	114		10
							108		93	108		93
							57		15	57		15
							159		123	159		123
		2000	получили ндр ППУ		отоп л.	от огр.- ТК1	127		185	127		185
		2000					159		26	159		26
		2002			гор.в ода	кот.- Т.6, Т.6- Т.7, Т.7- Ново- Киевс к.пер. 48б, Т2-до ограж д., Т.3- Т.9,Т. 9-ТК2	219		353			
										108		353
							108		37	57		96
							76		189	76		130
							45		15	45		15
	Внутри помещ.	2002	получили ндр ППУ		отоп л.	общеж ит.16/ 1, транзи т по ж.д.14	108		56,5	108		56,5
					гор.в ода		76		56,5	76		20,5
										57		36
		2000	получили ндр ППУ		г/вод а	от огр.- ТК1	127		185	127		185
							159		26	89		26
	Итого								1723			1723
	<i>Итого по отоплени ю:</i>								835,5			835,5

Подземная прокладка

Таблица 1.3.79

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	канал	2000	мниплита		отопление	ТК1-Колхозн.19	127		25	127		25
		2002	минплита		отопление	Ново-Киевск.48б-48а, от огр.-Т.8, от	108		51	108		51
							76		29,5	76		29,5
							57		10	57		10
							108		24,5	108		24,5
		2002			гор.вода	Т.8-общезит.16/1, ТК2-Ново-Киевск.пер.14, Ново-Киевск.14-12,	76		80,5			
							45		13			
							76		24,5	57		24,5
									76			52,5
									57			28
									45			13
		2000	мнплита		г/вода	ТК1-Колхозн.19	127		25	127		25
	Итого								283			283
	Итого по отоплению:								140			140

Котельная №67

Надземная прокладка

Таблица 1.3.80

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоля)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	

				ции)			да					
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	на открыто м воздух	2005	полу цили ндр ППУ		отоп л.	кот.- ТК1	273		9	273		9
					г/вод а		150		9			
					цирк ул.					89		9
	Итого								18			18
	<i>Итого по отоплени ю:</i>								9			9

Подземная прокладка

Таблица 1.3.81

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	бесканал	1968	ППУ		отопление	ТК3-ТК4, ТК6-Нахим.16, ТК6-ТК7, ТК7-Нахим.12	219		67	219		67
		2005	ППУ			ТК1-ТК2, ТК2-ТК3, ТК1-ТК10	219		67	219		67
		2006	ППУ			ТК4-до50кв. ж.д.	89		404,5	89		404,5
		2011	ППУ			ТК7-Нахим.14, ТК3-нахим.18	108		113	108		113
		2005	ППУ		г/вода		133		79	89		79
		2006	ППУ				89		55	57		55
		2011	ППУ				76		517,5	57		517,5
	ж/б канал	1966	минплита		отопление	ТК10-ТК11, ТК11-ТК12, ТК12-Нахим.20а, ТК12-Нахим.20	133		117	133		117
							108		190	108		190
							89		95	89		95
		1968	минплита			ТК4-ТК5-д.55а-д.55	108		158	108		158
		1975	минплита			ТК10-Нахим.	89		101	89		101

			та			м.22						
		2000	МИН ПЛИ ТА			ж.д.18 -ТК8, ТК8- Нахи м.18а	108		71	108		71
							89		26	89		26
		1966	МИН ПЛИ ТА		г/вод а		133		196	108		102
							89		67	57		274
							76		190			
		1968	МИН ПЛИ ТА				76		158	57		176
		1975	МИН ПЛИ ТА				89		26	57		96
		2000	МИН ПЛИ ТА				76		66	57		77
							57		59	32		33
	Итого								2823			2819
	<i>Итого по отоплени ю:</i>								1409,5			1409,5

Котельная №68**Подземная прокладка****Таблица 1.3.82**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
	канал				отопление	кот.-Кловская29	89		39	89		39
	канал				гвс		65		39	50		39
	Итого								78			78
	<i>Итого по отоплению:</i>								39			39

Котельная №69**Надземная прокладка****Таблица 1.3.83**

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	
	надземка	2009	получили ндр		отопление	кот.-ДШИ №7	76		21	76		21

			ППУ									
	Итого										21	21
	<i>Итого по отоплению:</i>										21	21

Котельная №72, Станционная 1**Надземная прокладка****Таблица 1.3.84**

Номер по схеме	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей (тепловой изоляции)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)
							подающего трубопровода	паропровода		обратн. трубопровода	конденсатопровода	
	Ввод	2010	получили ндр ППУ		теплонос.	кот.-TK1, TK1-TK2, Д-Станц.18а,	159		224		159	224
					отопл.		133		440	133		440
							108		141	108		141
							89		41	89		41
						Станц.18а-18б, TK1-т.Б, т.Б-т.В, т.В-БМК, т.В-т.С, т.С-TK5, т.С-TK?, TK7-TK8, TK8-TK(, TK9-TK10	76		106	76		106
		2012	получили ндр ППУ		отопл.	т.Б-Станц.1	89		42	89		42
		2010	получили ндр		гор.вода		133		139	57		333
								108		442		

			ППУ									
							89		83			
	Итого								1658			1327
	<i>Итого по отоплению:</i>								728	89	0	728

Подземная прокладка

Таблица 1.3.85

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
1	канал	2010	ППУ		отопление	ТК1--Станционн.6,	108		6	108		6
						ТК2-ТК3,	57		196	57		196
					гор. вода	ТК3-Станционн.4,	108		6			
						ТК3-ТК4,	57		196			
						ТК4-ООО" Лик",						
						ТК4-Станционн.2,						
						ТК8-пер.Станц.6,						
						ТК9-пер.Станц.8,						
						ТК9-пер.Станционн.10						
	Итого:								404			202
	<i>Итого по отоплению:</i>								202			202

Котельная ЦИБ**Надземная прокладка****Таблица 1.3.86**

Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещения)	Назначение сети (отопление, ГВС, другое)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марки изоляции	Год проведения реконструкции и сетей (тепловой изоляции)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода (п.м.)	Потери тепла подающ. трубо- и паропроводе, (Гкал)		Длина обратн. трубо- и конденсатопровода, (п.м)	Потери тепла обрат. трубо- и конденсатопровода, (Гкал)	
					подающего трубопровода	паропровода		с утечками	с поверхностью и изол.		с утечками	с поверхностью и изол.
подвал	отопл.				57		20		3,612	20		2,967
	гвс				57		20		6,789	20		4,38
надзем	отопл.				159		87		26,9352	87		22,446
	отопл.				57		110		19,866	110	2,39 1512 63	16,3185
	гвс				108		87		40,0113	87		29,53215
	гвс				57		110		45,771	110		24,09
Итого							217	1,77 330 78	121,0 5156	217	1,77 3307 8	76,18 488
<i>Итого по отоплению:</i>								<i>0</i>	<i>50,41</i> <i>32</i>		<i>2,39</i> <i>1512</i> <i>63</i>	<i>41,73</i> <i>15</i>

Подземная прокладка

Таблица 1.3.87

Прокладка (бесканальная или в тоннелях и каналах)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции и сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод	
					Диаметр, (мм)	Длина, (п.м.)	Диаметр, (мм)	Длина, (п.м.)
канал				отопл.	219	82,5	219	82,5
				отопл.	159	267,5	159	267,5
				отопл.	133	125	133	125
				отопл.	108	135	108	135
				отопл.	57	62	57	62
				отопл.	45	200	45	200
				г/в	133	82,5		
				г/в	108	357,5		
				г/в	76	170		
				г/в	57	102		
				г/в	45	160		
				цирк.			108	82,5
				цирк.			89	267,5
				цирк.			57	260
				цирк.			32	262
Итого						1744		1744

Котельная «Хладосервис»

Подземная прокладка

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещения)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции и сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	кана	1982	полуц		отоп	кот.-	89		205,5	89		205,5

	л		илин др ППУ		лени е	т/сеть ОАО"Хл адосерви с"						
					ГВС		57		205,5	57		205,5

Котельная №73 Социалистическая, 6

Подземная прокладка

Таблица 1.3.88

Номер по схеме-число	Тип прокладки (на открытом воздухе или внутри помещений)	Год ввода в эксплуатацию	Тип марка изоляции	Год проведения реконструкции сетей	Назначение сети (отопление, ГВС)	Расположение до ЦТП, от ЦТП, без ЦТП	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, паропровода, (п.м.)	Диаметр, (мм)		Длина трубопровода, конденсатопровода, (п.м.)
							подающего трубопровода	паропровода		обратного трубопровода	конденсатопровода	
1	2				3	4	5	6	7	10	11	12
	канал	2011	ППУ		отопление	Кот.-ЦТП 83, ЦТП 83-ТК1	325		564	325		564
						ТК1-ЦТП-181	273		440	273		440
						ТК1-ЦТП-182	219		320	219		320
	Итого:								1324			1324
	<i>Итого по отоплению:</i>								1324			1324

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

ТЭЦ-2

На сетях установлено запорной арматуры в количестве 1905 шт. со средним диаметром 165 мм.

Зона ТЭЦ включает в себя: тепловую сеть №3-полностью; тепловую сеть №2 от 3к16 до 2к19 и от 3к13 до 2к38, 2к34а.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

На сетях котельного цеха ПП «Смоленской ТЭЦ-2», исходя из полученных данных, установлена запорная арматура в количестве 1905 шт. со средним диаметром 165 мм.

По данным полученным от МУП «Смоленсктеплосеть» за предприятием числится регулирующая арматура в количестве 255 шт., в том числе 252 регулятора температуры и 3 регулятора давления, секционирующая арматура в количестве 14 шт.

Типы регулирующей арматуры:

- вентиль запорный,
- затвор обратный, поворотный центрический,
- регуляторы температуры (3-х и 2-х ходовые).

1.3.4 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.

ТЭЦ-2 и Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены, в основном, в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:

- 1) основание монолитное железобетонное;
- 2) стены выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича. Есть камеры с исполнением стен монолитным железобетоном;
- 3) перекрытие выполнено из сборного железобетона (балки, плиты).

Павильоны на магистральных тепловых сетях выполнены в надземном исполнении из сборного железобетона или металлоконструкций.

По данным полученным от МУП «Смоленсктеплосеть» тепловые камеры делятся на два типа:

- 1) сборные из железобетонных конструкций;
- 2) кирпичные.

Перекрытие камер выполнено из железобетонных плит. Крышки люков чугунные или железобетонные в зависимости от расположения камеры (железобетонные люки – газоны, чугунные люки – проезжая часть, тротуары).

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

ТЭЦ-2

Графики отпуска тепловой энергии от ТЭЦ-2:

- горячая вода-150/70°C, срезка 115°C для температуры наружного воздуха минус 13°C (утвержденным графиком для ТЭЦ – 2 является график 150/70 °C без температурных срезов);
- пар-250°C, 7-13 кгс/см²- по зоне ТЭЦ-2.

В соответствии с ПТЭ ЭТЭ РФ, пункт 6.2.59, отклонения от заданного теплового режима за головными задвижками ТЭЦ-2, при условии работы в расчетных гидравлических и тепловых режимах, должны быть не более:

- температура воды, поступающей в тепловую сеть - $\pm 3\%$;
- по давлению в падающих трубопроводах - $\pm 5\%$;
- по давлению в обратных трубопроводах - ± 0.2 кгс/см²;
- среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 5%.

Температура теплоносителя задается по температурному графику, в зависимости от температуры наружного воздуха, два раза в сутки по состоянию на 7-00 часов и 19-00 часов.

В период резкого изменения температуры наружного воздуха ($\pm 3^\circ\text{C}/\text{час}$ и более) корректировка суточного графика отпуска тепла производится в любое время суток по фактической температуре наружного воздуха и ветровому воздействию.

Температурный график 150/70 для источника теплоснабжения ПП «Смоленская ТЭЦ-2»**Таблица 1.3.89**

Температура наружного воздуха	T1	T3	T2
8	70	56	45
7	70	55	44
6	70	54	44
5	70	53	43
4	70	52	43
3	70	51	42
2	72	52	41
1	74	53	42
0	77	54	44
-1	79	56	45
-2	82	58	47
-3	85	60	48
-4	88	62	49
-5	91	63	50
-6	94	64	51
-7	97	66	52
-8	100	67	53
-9	103	69	54
-10	106	71	55
-11	109	73	56
-12	112	74	57
-13	115	76	58
-14	115	76	57
-15	115	76	57
-16	115	75	57
-17	115	75	56
-18	115	75	56
-19	115	74	55
-20	115	74	55
-21	115	73	54
-22	115	73	54
-23	115	73	53
-24	115	72	53
-25	115	72	52
-26	115	72	52

Как видно, в целом температура воды, поступающей в тепловую сеть, соответствует ПТЭ ТЭУ РФ (допустимое отклонение составляет $\pm 3\%$), хотя имеются отклонения до 7%. Отклонения объясняются как выполнением диспетчерского задания на электрическую нагрузку, так и несоответствием прогноза погодных условий фактическим температурам наружного воздуха.

Давление в подающем трубопроводе по данным фактических показаний составляет в летний период $0.77 \div 0.85$ Мпа, в отопительный период $1.38 \div 1.53$ Мпа. Давление в обратном трубопроводе – $0.27 \div 0.33$ Мпа.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Центральное регулирование отпуска тепла на котельной осуществляется по температурному графику качественно-количественного регулирования отпуска тепла $150-70^{\circ}\text{C}$ с нижней срезкой 75°C и вынужденной верхней срезкой по температуре теплоносителя в подающем трубопроводе 95°C .

Выбор графика обусловлен присоединением систем отопления по зависимой схеме с элеваторным смещением и повсеместным применением температурного графика $150/70^{\circ}\text{C}$ в крупных системах теплоснабжения.

Температура теплоносителя задается по температурному графику, в зависимости от температуры наружного воздуха постоянно.

Для технологических нужд потребителей пар отпускается через РОУ с параметрами $P=30/6$ ата, $T=400/250^{\circ}\text{C}$

По данным полученным от МУП «Смоленсктеплосеть» по факту на источниках тепловой энергии используются следующие температурные графики отпуска тепла в тепловые сети:

$95/70^{\circ}\text{C}$ на котельных: №1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 23, 24, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 50, 51, 52, 53, 54, 56, 65, 67, 68, 69, Хладокомбинат, 79 ЦИБ;

$115/70^{\circ}\text{C}$ на котельных: №21, 55, 66, 72, 73 (Сортировка).

1.3.6 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

Результаты выполненных теплогидравлических расчетов систем отопления от источников тепловой энергии города Смоленска представлены в электронной модели системы теплоснабжения г. Смоленска на базе Графико-информационного расчетного комплекса «ТеплоЭксперт».

Участки тепловых сетей, окрашенные в красный цвет, имеют высокие потери напора (от 15 до 35 мм/м), окрашенные в коричневый цвет – недопустимые потери (от 35 мм/м и выше). Участки тепловых сетей голубого и зеленого цвета имеют допустимые удельные гидравлические потери - до 15 мм/м.

С целью приведения систем отопления от источников тепловой энергии в нормативное состояние (выравнивание графика падения напоров в тепловой сети), необходимо провести расстановку дроссельных сужающих устройств.

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

Перерывы теплоснабжения потребителей, произошедшие вследствие нарушения работоспособности тепловых сетей, принадлежащих потребителю или сторонней посреднической организации, независимо от последствий классифицируются потребителемскими отключениями и учитываются потребителями, за исключением случаев, когда установка находится на обслуживании теплоснабжающей организации.

Происходящее отключение можно классифицировать:

1) Авария - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Аварией является:

Повреждение главного паропровода или питательного трубопровода, если оно привело к несчастному случаю или к ограничению генерирующей мощности электростанции на срок 25 суток и более.

Аварийное отключение потребителей суммарной мощностью более 500 МВт или 50% от общего потребления энергосистемой вследствие отключения генерирующих источников, линий электропередачи, разделения системы на части.

Повреждение магистрального трубопровода тепловой сети в период отопительного сезона, если это привело к перерыву теплоснабжения потребителей на срок 36 ч и более.

Повреждение гидросооружения, приведшее к нарушению его безопасной эксплуатации и вызвавшее понижение уровня воды в водохранилище (реке) или повышение его в нижнем бьефе за предельно допустимые значения.

2) Инцидент - отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", других федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте (если они не содержат признаков аварии).

К инцидентам относятся:

Полный сброс электрической или тепловой нагрузки электростанцией.

Повреждение оборудования электростанции.

Повреждение оборудования электрических сетей напряжением 6 кВ и выше.

Повреждение гидросооружений.

Повреждение оборудования тепловых сетей.

Неправильное действие защит и автоматики.

Отключение оборудования электростанции, электрической подстанции, электрической или тепловой сети, котельной действием автоматических защитных устройств или персоналом из-за недопустимых отклонений технологических параметров.

Невыполнение АО-энерго оперативно заданных диспетчером ОДУ значений сальдо-перетоков при частоте 49,6 Гц и ниже в течение 1 ч и более с учетом коррекции по частоте.

Превышение выбросов (сбросов) в окружающую среду вредных веществ по сравнению с предельно установленными значениями.

ТЭЦ-2

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. За рассматриваемый период (5 лет) отказов тепловых сетей не зафиксировано. Все аварийно-восстановительные ремонты проведены в срок, не превышающий 36 часов.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Отказы тепловых сетей в зоне теплоснабжения котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» не зафиксированы.

Все повреждения были устранены в срок, не превышающий 36 часов.

Технологические нарушения (инциденты) в тепловых сетях МУП «Смоленсктеплосеть» с 01.01.2013 г. по 21.08.2013 г.

Технологические нарушения в тепловых сетях котельных

Таблица 1.3.90

Номер, адрес ЦТП (котельной)	Отключено		Включено		Суммарное количество часов отключения	Причина отключения	Адрес домов от котельной
	дата	время	дата	время			
Кот-67 Нахимова,18	12.04.13	8.30	12.04.13	16.00	7.5	Порыв т/сети	Нахимова 12, 14, 16, 17, 18, 18 А, 20, 20 А, 22, Багратиона 55, 55 А, 55 Б
Кот-67 Нахимова,18	19.03.13	11.00	19.03.13	15.45	4.75	Порыв т/сети	Нахимова 12, 14, 16, 17, 18, 18 А, 20, 20 А, 22, Багратиона 55, 55 А, 55 Б

Технологические нарушения тепловых сетей отдельных зданий**Таблица 1.3.91**

Номер, адрес ЦТП (котельной)	Отключено		Включено		Суммарное количество часов отключения	Причина отключения
	дата	время	дата	время		
1-й Краснофлотский пер., 17 (кот.НГЧ, б-ца РЖД)	15.02.13	10.45	15.02.13	22.30	11.75	Порыв т/сети
2 Киевская 1/29, 3,5,7,9, 11,12,13,15,20 (Зк-16)	12.02.13	8.40	12.02.13	12.55	4.25	Порыв т/сети
2-я Краснинская, 7, 7/1 (ЦТП-109)	25.02.13	14.15	25.02.13	19.45	5.5	Порыв т/сети
25 Сентября, 44, 46, 48 (ЦТП-54)	26.02.13	11.40	26.02.13	19.00	7.33	Порыв т/сети
Автозаводская 23,23а (д/с "Одуванчик") (ЦТП-221)	21.02.13	10.05	21.02.13	16.00	5.92	Порыв т/сети
Автозаводская, 27а (ЦТП-221)	01.02.13	9.40	01.02.13	13.45	4.08	Порыв т/сети
Б. Советская,18/18 (ЦТП-53)	11.04.13	3.20	11.04.13	17.40	14.33	Порыв т/сети
Багратиона, 23, 25 (кот.4)	25.01.13	11.30	25.01.13	17.50	6.33	Порыв т/сети
Войкого 1 (2к-87)	16.01.13	18.30	17.01.13	1.20	6.83	Порыв т/сети
Воровского, 23,24 (ЦТП-67)	18.02.13	16.00	18.02.13	22.30	6.5	Порыв т/сети
Губенко, 14, Чехова, 1,2, 2а (ЦТП-192)	01.02.13	13.00	01.02.13	19.05	6.08	Порыв т/сети
Губенко, 7,9,18,20,22, Лукина, 4,6,8,8а, 10,10а,12,12а, 12б, Чехова, 5, 1-й пер. Мичурина, 4а, 4б (ЦТП-192)	11.02.13	14.00	11.02.13	19.00	5	Порыв т/сети
Дзержинского, 5, 7, 8, 9, 10, 12 (ЦТП-83)	26.02.13	8.30	26.02.13	17.00	8.5	Порыв т/сети

Докучаева, 8, 10, Ленина, 23/8 (ЦТП-28)	14.01.13	9.00	14.01.13	17.30	8.5	Порыв т/сети
К. Маркса 8,10,12,14, Октябрьской рев., 6,8 (2к-27)	18.02.13	14.00	18.02.13	20.50	6.83	Порыв ввода
Ковтюха 6 (3.10к-70)	09.01.13	14.20	09.01.13	23.00	8.67	Порыв т/сети
Колх.пл. 4 баня (2к-3)	21.01.13	22.40	22.01.13	8.40	10	Порыв т/сети
Коммунистическая 4 (2к-51)	13.01.13	19.20	14.01.13	14.30	19.17	Порыв т/сети
Королевка 11 (ЦТП-190)	19.02.13	11.00	19.02.13	15.45	4.75	Порыв т/сети
Крупской, 53, 55, 57, 59, 61 (ЦТП-209)	01.04.13	8.50	01.04.13	15.25	6.58	Порыв т/сети
Крупской, 53, 55, 57,59,61 (ЦТП-209)	06.03.13	10.50	06.03.13	18.30	7.67	Порыв т/сети
Кутузова 10, 10а, 12, Лукина 2 (ЦТП-192)	15.02.13	9.30	15.02.13	13.20	3.83	Порыв т/сети
Кутузова, 10, 10а, 12, Лукина, 2 (ЦТП-192)	18.02.13	10.50	18.02.13	17.00	6.17	Порыв т/сети
М. Расковой, 11, 11а, 11б (кот. 18)	16.04.13	16.20	17.04.13	18.05	25.75	Порыв т/сети
Миловидово(клуб) (кот.40)	26.03.13	10.00	26.03.13	14.00	4	Порыв т/сети
Нарвская, 13, 15, 17, 19 (Кот. "Айсберг")	27.02.13	10.30	27.02.13	16.00	5.5	Порыв т/сети
Николаева, 7, 9, 9а, 11, 13 (ЦТП- 109)	25.02.13	14.15	25.02.13	19.45	5.5	Порыв т/сети
Октябрьской рев., 16 (прачечная дет. б-цы) 2к-71	29.01.13	22.50	31.01.13	17.00	42.17	Порыв т/сети
Октябрьской рев., 26 (ЦТП-109)	07.02.13	10.15	07.02.13	15.30	5.25	Порыв т/сети
Октябрьской рев.,24, 26, 28, 30, 32, 34, 36 (ЦТП-109)	25.02.13	14.15	25.02.13	19.45	5.5	Порыв т/сети
П. Алексеева, 11(к1,2,3,4) (ЦТП- 44)	26.03.13	9.50	26.03.13	16.40	6.83	Порыв т/сети
П.Алексеева,11 (ЦТП-44)	28.03.13	10.00	28.03.13	15.45	5.75	Порыв т/сети
Попова, 36, 38, 38а (ЦТП-40)	02.03.13	7.45	02.03.13	16.30	8.75	Порыв т/сети
Соколовского, 1 (ЦТП-54)	26.02.13	11.40	26.02.13	19.00	7.33	Порыв т/сети
Студенческая 4 (2к-87)	18.01.13	9.00	18.01.13	16.30	7.5	Порыв т/сети
Твардовского, 2,4 (ЦТП-21)	05.03.13	9.10	05.03.13	13.15	4.08	Порыв т/сети

Фрунзе 35, 37 (ЦТП-11)	01.04.13	10.00	01.04.13	17.00	7	Порыв т/сети
Фрунзе 40(морг, хлораторная, прачечная, инфекционные отделения детское и взрослое) (ЦТП-95)	17.04.13	14.35	17.04.13	18.45	4.17	Порыв т/сети
Чапаева, 11а (ЦТП-182)	30.01.13	15.00	30.01.13	20.00	5	Порыв т/сети
Чехова, 1,2,2а, Губенко, 14(ЦТП-192)	08.02.13	9.00	11.02.13	19.00	82	Порыв т/сети
Чкалова, 1,3,5,4а, Фрунзе, 62, 66 (ЦТП-195)	01.02.13	10.50	01.02.13	17.00	6.17	Порыв т/сети
Юрьева, 7(ЦТП-196)	29.01.13	9.45	29.01.13	15.35	5.83	Порыв т/сети
Юрьева, 9(ЦТП-197)	29.01.13	9.45	29.01.13	15.35	5.83	Порыв т/сети
пер. Юннатов, 4,6,8, Воробьева, 6/7,8/8,10,12,12а, Черняховского, 3,7,9а, Матросова, 5,6 (ЦТП-69)	31.01.13	10.00	31.01.13	15.40	5.67	Порыв т/сети
пр. Гагарина, 48, 48а (ЦТП-230)	29.01.13	10.35	29.01.13	18.45	8.17	Порыв т/сети
пр. Строителей,10, Рыленкова, 13 (ЦТП-38)	12.03.13	8.35	12.03.13	16.05	7.5	Порыв т/сети

Технологические нарушения тепловых сетей ЦТП

Таблица 1.3.92

Номер, адрес ЦТП (котельной)	Отключено		Включено		Суммарное количество часов отключения	Причина отключения	Адрес домов от ЦТП
	дата	вре- мя	дата	вре- мя			
ЦТП-1 Румянцева,7	16.04.13	10.10	16.04.13	16.30	6.33	Порыв т/сети	Румянцева 1, 1 А, 3, 5, 7, 7 А, 7 Б(д/с), Шевченко 56/1, 58, 60
ЦТП-9 пр.Гагарина, 68	12.02.13	8.40	12.02.13	12.55	4.25	Порыв т/сети	Пр. Гагарина 54 А, 56, 62, 64, 66, 68
ЦТП-17 К.Маркса,12А	18.02.13	14.00	18.02.13	20.50	6.83	Порыв ввода	К.Маркса 12 А
ЦТП-32 пр.Гагарина, 58	12.02.13	8.40	12.02.13	12.55	4.25	Порыв т/сети	Пр. Гагарина 54, 54 Б, 56, 56 А, 58, 60 (к.1,2), 70, 72
ЦТП-77 Н.-Неман,9	15.04.13	12.20	16.04.13	3.15	14.92	Порыв т/сети	Н.Неман 9, 11(к.1,2), 13(к.1,2), 15(д/с), 17(к.1,2), 19(к.1,2)
ЦТП-127 пр.Гагарина,39	12.02.13	8.40	12.02.13	12.55	4.25	Порыв т/сети	Пр. Гагарина 39
ЦТП-173 Октябрьской рев.,4	18.02.13	14.00	18.02.13	20.50	6.83	Порыв ввода	Окт. Революции 4

ЦТП-181 Центральная,14	20.02.13	10.00	20.02.13	15.35	5.58	Порыв т/сети	Центральная 1, 3, 5, 5 А, 7, 7 А, 9, 10, 11, 13, 13 А, 13 Б, 13 В, 14, 15, 15 А, 16, 18/2, 20/1, 22, Пр-д Дзержинского 8
ЦТП-181 Центральная,14	29.01.13	8.05	29.01.13	19.25	11.33	Порыв т/сети	Центральная 1, 3, 5, 5 А, 7, 7 А, 9, 10(сш-23), 11, 13, 13 А, 13 Б, 13 В, 14, 15, 15 А(д/с74), 16, 18/2, 20/1, 22, Пр-д Дзержинского 8
ЦТП-183 Социалистическая,6	13.02.13	9.40	13.02.13	14.10	4.5	Порыв т/сети	Социалистическая 4, 6, 7, 9, Седова 13, 15, 17, 31, 31 А, 33, 42, 44, 44 А, 46, 48, 54, 54 А, 56, 56 А
ЦТП-193 Фрунзе,42	10.04.13	11.45	10.04.13	19.00	7.25	Порыв т/сети (кроме, Фрунзе, 42, 42а)	Кутузова 2, 2 Б, Губенко 1, 2, 2 А, 3, 10, Островского 5, 7
ЦТП-216 Беляева, 45	03.04.13	9.30	03.04.13	14.30	5	Порыв т/сети	Беляева 45, Витебское ш. 1 А, 1/37, 3/20
ЦТП-246 Свердлова,2	16.01.13	11.35	16.01.13	16.30	4.92	Порыв т/сети	Свердлова 2(поликлиника), 4, Н.-Ленинградская 18, 20

Согласно полученным данным, среднее время, затраченное на восстановление работоспособности сети составляет от 4 до 8 часов.

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

Трубопроводы тепловых сетей - это важный элемент систем теплоснабжения городов. С течением времени в процессе эксплуатации в основном за счет процессов коррозии происходит ухудшение технического состояния трубопроводов. Это служит причиной нарушения сплошности металла труб, сопровождающегося истечением теплоносителя - образование течей.

Наиболее эффективным способом предотвращения течей является своевременная замена ветхих участков трубопровода - перекладка.

Перед теплоснабжающими организациями стоит нелегкая задача, как в условиях ограниченного, а точнее крайне недостаточного, финансирования, повысить экономическую эффективность эксплуатации тепловых сетей и, в первую очередь, сократить число аварий - течей.

Однако, методов и средств замера толщины стенки трубы без вскрытия теплотрассы не существует. Для нефте и газопроводов используются внутритрубные снаряды, оснащенные устройствами замера толщины, но, для трубопроводов тепловых сетей они не подходят.

Решить данную проблему можно используя некоторые косвенные методы оценки состояния тепловых сетей:

- Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.

- Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

- Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, желательна с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение

возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

- Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет.

- Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый и пробные применения на тепловых сетях не дали однозначных результатов. Но метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

- Опрессовка на прочность повышенным давлением. Метод применялся и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время в среднем стабильно показывает эффективность 93-94%. То есть 94% повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, перекладок тепловых сетей.

- Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли. Метод имеет мало статистики и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

За последнее время наибольшее распространение среди организаций эксплуатации тепловых сетей получил акустический метод, в первую очередь в силу доступности самостоятельного его применения. Этим методом диагностируются трубопроводы наземной и подземной, канальной и безканальной прокладки диаметром от 80 мм и более, находящиеся в режиме эксплуатации. Длина единичного участка от 40 до 300 м. Точность определения дефекта - 1% от базы постановки датчиков. Достоверность идентификации дефектов по параметру аварийно-опасности - 80%.

Осуществив диагностику и определив участки, требующие капитального ремонта, ресурсоснабжающим организациям предоставляется возможность выбора участков для первоочередной перекладки, которые характеризуются наибольшей вероятностью образования

течи. Для участков, которые вынужденно оставлены в эксплуатации, организации имеют информацию о месте расположения наибольших дефектов (критические) и возможность осуществить профилактические ремонтные работы по предотвращению образования течей.

В целях организации мониторинга за состоянием оборудования тепловых сетей применяются следующие виды диагностики:

1.Эксплуатационные испытания:

1.1. Гидравлические испытания на плотность и прочность – проводятся силами эксплуатирующей организации ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. Испытания проводятся согласно требований ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. По результатам испытаний выявляются дефектные участки не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения. По результатам дефектации определяется объем ремонта.

1.2. Испытания водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя - проводятся силами эксплуатирующей организации с периодичностью установленной главным инженером тепловых сетей (1 раз в 5 лет) с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (РД 153.34.1-20.329-2001). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются актом, в котором указываются необходимые мероприятия по устранению выявленных нарушений в работе оборудования. Нарушения, которые возможно устранить в процессе эксплуатации устраняются в оперативном порядке. Остальные нарушения в работе оборудования тепловых сетей включаются в план ремонта на текущий год.

1.3. Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери – проводятся силами эксплуатирующей организации с периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения

эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери (РД 34.20.519-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплоснабжения, а также планируются работы по проведению гидродинамической промывки участков тепловых сетей с повышенными коэффициентами гидравлического трения, по ревизии запорно-регулирующей арматуры при повышенных местных сопротивлениях. При повышенных коэффициентах гидравлического трения производится анализ качества водоподготовки, режимов работы тепловых сетей, случаев подпитки сырой неумягченной водой.

1.4. Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях – проводятся силами эксплуатирующей организации 1 раз в 5 лет или специализированной организации (при пересмотре энергетических характеристик работы тепловых сетей) с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию.

Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий и график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению, связанных с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках подверженных затоплению и т.д.

2. Регламентные работы:

2.1. Контрольные шурфовки – проводятся силами эксплуатирующей или подрядной организации ежегодно по графику в межотопительный период с целью оценки состояния трубопроводов тепловых сетей, тепловой изоляции и строительных конструкций. Контрольные

шурфовки проводятся согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях (МУ 34-70-149-86). В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

2.2. Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии - проводится силами эксплуатирующей организации с целью определения скорости коррозии внутренних поверхностей трубопроводов тепловых сетей с помощью индикаторов коррозии. Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии производится в соответствии с Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) (РД 153-34.0-20.507-98). На основании обработки результатов лабораторных анализов определяется степень интенсивности (скорость) внутренней коррозии мм/год. На участках тепловых сетей, где выявлена сильная или аварийная коррозия проводится обследование с целью определения мест, вызывающих рост концентрации растворенных в воде газов (подсосы, неплотности подогревателей горячей воды) с последующим устранением. Проводится анализ качества подготовки подпиточной воды.

2.3. Техническое освидетельствование – проводится эксплуатирующей организацией в части наружного осмотра и гидравлических испытаний и специализированной организацией в части технического диагностирования:

- наружный осмотр - ежегодно;
- гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после монтажа или ремонта связанного со сваркой;
- техническое диагностирование - по истечении назначенного срока службы (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, магнитопорошковый контроль, механические испытания).

Техническое освидетельствование проводится в соответствии с Типовой инструкцией по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе

эксплуатации (РД 153-34.0-20.522-99). Результаты технического освидетельствования заносятся в паспорт тепловой сети. На основании результатов технического освидетельствования разрабатывается план мероприятий по приведению оборудования тепловых сетей в нормативное состояние.

3. Планирование капитальных (текущих) ремонтов.

3.1. На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния и формирование перспективного график ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).

3.2. На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.

3.3. Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

3.4. Годовой график ремонтов согласовывается до 1 апреля текущего года с Администрацией города. С выходом «Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденных Постановлением Правительства РФ №889 от 06.09.2012 года сводный план ремонта разрабатывается органом местного самоуправления на основании рассмотрения заявок от ресурсоснабжающих организаций.

1.3.9 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний тепловых сетей.

1. Процедура ремонтов.

1.1. Ремонт оборудования тепловых сетей производится в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей (СО 34.04.181-2003).

1.2. Работы по текущему ремонту проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона, график проведения работ уточняется на основании результатов проведения гидравлических испытаний на плотность и прочность.

1.3. Капитальный ремонт проводится в соответствии с утвержденным годовым графиком ремонта. Мероприятия по капитальному ремонту планируются исходя из фактического состояния сетей, на основании анализа технического состояния оборудования по актам осмотра трубопроводов в шурфе (контрольные шурфы), аварийных актов и т.п. Учитывая техническое состояние оборудования тепловых сетей, работы по капитальному ремонту планируются ежегодно.

2. Проведение испытаний тепловых сетей (гидравлических, температурных, на тепловые потери).

2.1. Гидравлические испытания на плотность и прочность проводятся в межотопительный период дважды:

- по окончании отопительного сезона;
- после проведения ремонтов;

2.2. Испытания тепловых сетей на максимальную температуру планируется проводить с периодичностью 1 раз в 5 лет. Режим испытаний определяется утвержденной программой – давление в трубопроводах тепловой сети, скорость подъема температуры теплоносителя, максимальная температура в подающем трубопроводе, время выдерживания максимального температурного режима.

Испытания проводятся в соответствии с «Методическими указаниями по испытанию тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя» (РД 153-34.1-20.329-2001).

2.3. Испытания на гидравлические потери проводятся в соответствии с требованиями ПТЭ 1 раз в 5 лет. Режим испытаний на гидравлические потери определяется утвержденной программой, разработанной в соответствии с требованиями «Методических указаний по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери» (РД 34.20.519-97). Испытания проводятся на 3-х режимах: статическом и двух динамических. Результаты испытаний используются для гидравлических расчетов.

2.4. Испытания на тепловые потери проводятся с периодичностью 1 раз в 5 лет. Режим испытаний рассчитывается после выбора испытываемого участка тепловой сети и отражается в программах испытаний (рабочей и технической). Испытания проводятся согласно «Методическим указаниям по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255-97).

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

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии разрабатываются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии потребителям. Разработка нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии осуществляется выполнением расчетов нормативов для тепловой сети каждой системы теплоснабжения независимо от присоединенной к ней расчетной часовой тепловой нагрузки.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям организаций, для которых передача тепловой энергии не является основным видом деятельности (далее - предприятия), оказывающим услуги по передаче тепловой энергии сторонним потребителям (абонентам), подключенным к тепловым сетям предприятия, утверждаются Министерством в части, относящейся к сторонним потребителям. При этом технологические потери при передаче тепловой энергии для собственного потребления предприятия из указанных нормативов исключаются.

В случае передачи тепловой энергии собственным и сторонним потребителям (абонентам) не по выделенным теплопроводам нормативы технологических потерь распределяются пропорционально количеству тепловой энергии, передаваемой для собственного теплового потребления предприятия и сторонним потребителям.

Факт опосредованного присоединения потребителя к сетям теплоснабжающей или теплосетевой организации и использования теплопроводов для передачи тепловой энергии этому потребителю подтверждается документом компетентного органа администрации соответствующего муниципального образования, содержащим характеристики этих теплопроводов, являющихся частью тепловой сети на территории муниципального образования.

В нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии не включаются потери и затраты на источниках теплоснабжения и в энергопринимающих установках потребителей тепловой энергии, включая принадлежащие последним трубопроводы тепловых сетей и тепловые пункты.

Норматив технологических потерь от ТЭЦ-2 при передаче тепловой энергии, теплоносителя на 2013 год составляет 119531,48 Гкал.

Норматив технологических потерь от котельного цеха «Смоленской ТЭЦ-2» при передаче тепловой энергии, теплоносителя на 2013 год составляет 10803,24 Гкал.

По данным полученным от МУП «Смоленсктеплосеть» норматив потребления тепловой

энергии для населения на 2013 год составляет 1729225 Гкал, в том числе от котельных 381248,9 Гкал (на отопление – 247302,89 Гкал, гвс – 106945,8 Гкал).

Норматив технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя на 2013 год составляет 233942 Гкал, в том числе от котельных - 43139 Гкал, от ЦТП – 190803 Гкал).

1.3.11 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 5 лет при отсутствии приборов учета тепловых потерь.

Тепловые потери - это выраженная в абсолютных или относительных величинах зависимость технологических затрат тепловой энергии на ее транспорт и распределение от источника тепловой энергии до границы балансовой принадлежности тепловых сетей от температурного режима работы тепловых сетей и внешних климатических факторов при заданной схеме и конструктивных характеристиках тепловых сетей.

Энергетическая характеристика разрабатывается с учетом технического состояния тепловых сетей и уровня их эксплуатации, обеспечивающих выполнение требований правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации РД 34.20.501-95. -М.:СПО ОРГРЭС, принятых технических решений по тепловым сетям и системе теплоснабжения в целом, а также с учетом старения тепловых сетей.

Энергетическая характеристика должна отражать реально достижимую энергетическую эффективность транспорта и распределения тепловой энергии при эксплуатационных режимах работы.

Нормы тепловых потерь (нормы плотности теплового потока)- значения тепловых потерь тепловыми сетями через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых значениях температуры теплоносителя и окружающей среды, принимаемые при проектировании тепловых сетей.

Нормируемые эксплуатационные тепловые потери -значения тепловых потерь, установленные на предстоящий период работы при ожидаемых температурных режимах работы тепловой сети и параметрах окружающей среды.

Фактические эксплуатационные тепловые потери - значения тепловых потерь за прошедший период при фактических температурных режимах работы тепловых сетей и параметрах окружающей среды за этот же период. Фактические тепловые потери определяются по методике действующих правил учета тепловой энергии и теплоносителя.

Показатель тепловых потерь водяной тепловой сети- условная величина, определяемая отношением среднегодовых потерь тепловой энергии в целом по тепловой сети (по видам прокладки) к ее материальной характеристике и среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды.

Параметры окружающей среды- внешние климатические факторы, объективно влияющие на величину тепловых потерь: среднегодовые, среднесезонные и среднемесячные значения температуры воздуха и грунта на глубинах заложения трубопроводов тепловых сетей, продолжительность отопительного и летнего периодов работы тепловой сети.

Принимаются по данным местной метеорологической службы или климатологическим справочникам.

Материальная характеристика тепловой сети -сумма произведений наружных диаметров трубопроводов участков тепловой сети на их длину.

Материальная характеристика включает в себя все участки тепловой сети, находящиеся на балансе предприятия тепловых сетей (электростанции), с распределением их по типам прокладки и видам теплоизоляционных конструкций, а также при необходимости по принадлежности к отдельным организационным структурным единицам (районам) предприятий тепловых сетей.

ТЭЦ-2

Таблица 1.3.93

Месяц	Нормируемые среднемесячные часовые потери тепла на участках тепловой сети, Гкал/час.						Число часов работы тепловых сетей, ч	Нормируемые месячные тепловые потери, Гкал
	На открытом воздухе		В тоннеле		В непроходном канале и бесканальной прокладке	Сумма за месяц Гкал/час		
	Под.тр-д	Обр.тр-д	Под.тр-д	Обр.тр-д				
Январь	4.8867	3.7747	0.0657	0.0778	10.2427	19.0476	744	14171.43
Февраль	5.6010	4.2567	0.0792	0.1048	11.3786	21.4202	672	14394.39
Март	4.0958	3.1932	0.0507	0.0426	9.0730	16.4554	744	12242.82
Апрель	3.2363	2.5873	0.0381	0.0292	8.1711	14.0620	720	10124.65
Май	2.8560	1.8124	0.0381	0.0000	7.4492	12.1558	644	7828.33
Июнь	2.7485	1.6674	0.0381	0.0000	6.9506	11.4047	619	7059.49
Июль	2.5791	1.4387	0.0381	0.0000	6.6643	10.7201	643	6893.05
Август	2.6668	1.5571	0.0381	0.0000	6.5396	10.8017	643	6945.50
Сентябрь	2.9251	1.9057	0.0381	0.0000	6.6566	11.5255	619	7134.31
Октябрь	3.2086	2.5607	0.0381	0.0305	7.1845	13.0224	744	9688.65
Ноябрь	3.9097	3.0189	0.0475	0.0318	8.0826	15.0904	720	10865.10
Декабрь	4.1685	3.2668	0.0521	0.0481	8.8406	16.3760	744	12183.76

Месячные тепловые потери тепла с утечкой и технологические затраты по тепловым сетям.

Таблица 1.3.94

Месяц	Число часов работы тепловых сетей, ч	Число часов ремонта	Утечки, Гкал	Наполнения	Испытания	Сумма	Сумма тепл.потерь с ПВС, Гкал
Январь	744		3791.3	0	0	0	3791.3
Февраль	672		3830.5	0	0	0	3830.5
Март	744		3284.6	0	0	0	3284.6
Апрель	720		2791.9	0	0	0	2791.9
Май	644	100	2909.5	227.1	173.9	401.0	3310.5
Июнь	619	101	2796.6	229.4	175.6	405.0	3201.5
Июль	643	101	2905.0	229.4	175.6	405.0	3310.0
Август	643	101	2905.0	229.4	175.6	405.0	3310.0
Сентябрь	619	101	2796.6	229.4	175.6	405.0	3201.5
Октябрь	744		2887.0	0	0	0	2887.0
Ноябрь	720		3066.6	0	0	0	3066.6
Декабрь	744	3334.9	0	0	0	0	3334.9
ГОД	8256	504	37299.5	1144.6	876.3	2020.8	39320.3

Годовые и месячные значения тепловых потерь для тепловых сетей от ТЭЦ-2 представлены ниже.

Месяц	Тепловые потери через изоляцию, Гкал	Сумма тепл. потерь с ПВС, Гкал	Сумма тепловых потерь, Гкал
Январь	14171.4	3791.3	17962.8
Февраль	14394.4	3830.5	18224.9
Март	12242.8	3284.6	15527.4
Апрель	10124.7	2791.9	12916.6
Май	7828.3	3310.5	11138.8
Июнь	7059.5	3201.5	10261.0
Июль	6893.1	3310.0	10203.0
Август	6945.5	3310.0	10255.5
Сентябрь	7134.3	3201.5	10335.8
Октябрь	9688.6	2887.0	12575.7
Ноябрь	10865.1	3066.6	13931.7
Декабрь	12138.8	3334.9	15518.6
ГОД	119531.5	39320.3	158851.8

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Суммарные тепловые месячные, квартальные и годовые потери по типам прокладки для ТС котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» представлены в таблице ниже.

Таблица 1.3.95

Месяц	Нормируемые среднемесячные часовые потери тепла на участках тепловой сети, Гкал/час.					Сумма за месяц Гкал/час	Число часов работы тепловых сетей, ч	Нормируемые месячные тепловые потери, Гкал
	На открытом воздухе		В тоннеле		В непроходном канале и бесканальной прокладке			
	Под.тр-д	Обр.тр-д	Под.тр-д	Обр.тр-д				
Январь	0.3416	0.2502	0.0225	0.0254	1.0919	1.7315	744	1288.22
Февраль	0.3658	0.2652	0.0240	0.0248	1.1224	1.8021	672	1211.04
Март	0.2863	0.2116	0.0174	0.0139	0.9672	1.4964	744	1113.30
Апрель	0.2262	0.1677	0.0131	0.0075	0.8641	1.2785	720	920.55
Май	0.1996	0.1201	0.0131	0	0.7941	1.1269	644	725.72
Июнь	0.1921	0.1105	0.0131	0	0.7409	1.0566	619	654.04
Июль	0.1803	0.0954	0.0131	0	0.7104	0.9991	643	642.41
Август	0.1864	0.1032	0.0131	0	0.6971	0.9998	643	642.86
Сентябрь	0.2044	0.1263	0.0131	0	0.7096	1.0534	619	652.06
Октябрь	0.2243	0.1652	0.0131	0.0075	0.7577	1.1676	744	868.73
Ноябрь	0.2733	0.2001	0.0163	0.0104	0.8616	1.3616	720	980.33
Декабрь	0.2914	0.2165	0.0179	0.01057	0.9424	1.4838	744	1103.96

Месячные тепловые потери тепла с утечкой и технологические затраты по тепловым сетям.

Таблица 1.3.96

Месяц	Число часов работы тепловых сетей, ч	Число часов ремонта	Утечки, Гкал	Наполнения	Испытания	Сумма	Сумма тепл. потерь с ПВС, Гкал
Январь	744		357.1	0	0	0	357.1
Февраль	672		332.6	0	0	0	332.6
Март	744		311.5	0	0	0	311.5
Апрель	720		265.7	0	0	0	265.7
Май	644	100	272.0	20.5	15.7	36.2	308.2
Июнь	619	101	261.4	20.7	15.9	36.6	298.0
Июль	643	101	271.6	20.7	15.9	36.6	308.2
Август	643	101	271.6	20.7	15.9	36.6	308.2
Сентябрь	619	101	261.4	20.7	15.9	36.6	298.0
Октябрь	744		274.6	0	0	0	274.6
Ноябрь	720		291.4	0	0	0	291.4

Декабрь	744	3334.9	316.0	0	0	0	316.0
ГОД	744	504	3486.8	103.4	79.3	182.7	3669.4

Годовые и месячные значения тепловых потерь для тепловых сетей от котельного цеха «СмолескойТЭЦ-2» представлены ниже.

Таблица 1.3.97

Месяц	Тепловые потери через изоляцию, Гкал	Сумма тепл. Потерь с ПВС, Гкал	Сумма тепловых потерь, Гкал
Январь	1288.2	357.1	1645.3
Февраль	1.211.0	332.6	1543.7
Март	1113.3	311.5	1424.8
Апрель	920.6	265.7	1186.3
Май	725.7	308.2	1033.9
Июнь	654.0	298.0	952.1
Июль	642.4	308.2	950.6
Август	642.9	308.2	951.0
Сентябрь	652.1	298.0	950.0
Октябрь	868.7	274.6	1143.3
Ноябрь	980.3	291.4	1271.7
Декабрь	1104.0	316.0	1420.0
ГОД	10803.2	3669.4	14472.7

Количество потерь тепловой энергии при передаче теплоносителя по тепловым сетям от источников МУП «Смоленсктеплосеть» с динамикой за пять лет:

Таблица 1.3.98

№ кот	Наименование котельной	2009		2010		2011		2012		2013	
		потери т/э в сетях ЭСО, Гкал/год	% от отпуска т/э	потери т/э в сетях ЭСО, Гкал/год	% от отпуска т/э	потери т/э в сетях ЭСО, Гкал/год	% от отпуска т/э	потери т/э в сетях ЭСО, Гкал/год	% от отпуска т/э	потери т/э в сетях ЭСО, Гкал/год	% от отпуска т/э
1	Нормандия-Неман, 1	846,04	4,92	1241,07	6,87	1194,47	7,28	1487,07	9,11	1383,69	7,68
2	Дорогобужская	685,28	7,50	601,11	6,32	678,70	7,57	808,95	8,16	875,24	9,28
4	Ак. Петрова	1162,11	17,70	851,66	12,60	925,59	15,77	1163,83	19,85	762,91	11,91
5	Нахимова, 5	668,24	10,47	768,95	11,29	532,76	8,45	495,12	7,39	568,03	7,91
6	2-й Краснофл.-1	385,77	6,59	342,08	5,87	392,83	6,89	499,39	8,48	450,63	7,66
7	Вяземская	1502,89	12,98	1057,60	8,93	1206,47	10,90	1487,07	13,28	1620,16	13,59
8	Парковая 20	190,62	10,34	219,30	11,53	113,95	6,92	88,05	5,01	125,88	8,17
9	Багратиона, 9	70,01	18,34	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
10	Баня №4	1966,41	55,21	2554,52	63,73	706,64	51,55				0,00
12	Вишенки - РГ	405,67	4,12	542,27	5,47	978,28	10,65	841,45	8,95	1004,62	9,79
13	Областная больница	120,58	6,14	133,87	7,09	84,87	4,40	36,14	1,50	94,15	5,97
14	Гедеоновка	1283,97	14,92	1470,93	16,68	1557,31	19,44	1452,86	17,26	1650,83	18,74
15	Кловка 1 (1)	569,23	7,93	326,86	4,44	367,84	5,27	499,39	6,93	358,92	5,27
16	Кловка 2	565,72	13,56	480,00	13,55	784,50	23,39	884,62	26,40	1187,38	16,60
18	Гарабурды	1357,38	7,89	1361,65	7,48	2026,10	11,55	2052,31	11,90	2150,53	11,61
19	Ситники 1	1173,49	10,87	1259,19	10,86	1031,54	9,59	1328,87	11,76	1051,99	8,84
20	Ситники 2	1260,54	9,41	1653,75	12,26	1002,56	7,89	1093,71	8,10	1032,41	7,70

21	Ситники 3	1452,77	3,96	2682,50	7,25	2979,97	8,72	2802,26	8,05	2676,02	7,24
23	Школа №19 Лукина	191,01	24,05	146,68	18,59	55,98	8,58	65,19	8,94	46,06	6,07
24	СШ №10 Гастелло	339,07	16,73	341,11	16,46	363,84	18,73	295,87	16,31	354,41	15,40
25	Баня №5	189,68	18,95	319,88	32,07	50,28	6,53	0,00	0,00	0,00	0,00
26	1-я Горбольница	9,89	1,55	4,31	0,70	2,99	0,48	2,34	0,36	2,93	0,55
27	Сан. Лесная школа	288,63	31,95	249,12	25,16	203,66	25,80	98,21	12,14	271,30	28,88
28	Школа Интернат Дубровенка	232,57	14,39	145,61	9,48	180,92	12,71	292,45	19,64	187,66	12,44
29	Школа №1 Эст. воспитания	307,19	35,25	214,41	23,79	54,98	6,74	95,21	10,54	61,42	8,06
30	Д/с №6 Красный Бор	155,25	50,73	91,51	31,79	74,36	29,01	22,86	10,09	138,63	40,84
31	Дом ребенка	141,52	26,88	79,32	10,04	43,96	5,93	61,81	8,49	123,89	18,01
32	Соболева ЖБИ	1054,12	14,89	1073,34	14,30	811,06	11,89	958,60	14,29	855,86	12,18
33	Гнездово Шк. №18	961,25	32,30	1194,31	35,80	1044,54	34,73	1042,40	36,54	1231,78	35,62
34	2-й Краснофлотс кий пер. 2	1359,56	13,76	973,34	9,72	1283,43	14,03	1328,01	15,33	1315,37	13,72
35	Лавочкина, 39	536,57	6,29	360,05	4,09	399,82	4,99	790,99	9,68	615,86	7,41
36	Ситники - 4	1717,15	14,62	1314,26	11,67	1321,41	12,92	1701,70	14,86	1133,06	10,21
37	Торфопредпр иятие	287,16	16,12	352,90	18,47	507,77	26,76	478,87	28,28	611,07	26,45
38	М. Краснофлотс кая, 33	177,70	2,99	226,70	3,54	288,87	4,73	553,27	8,26	694,36	9,39

39	Строгань Колодня	251,41	2,28	500,01	4,48	416,82	3,79	554,12	4,71	473,60	3,84
40	Миловидово	979,89	30,59	1125,52	32,45	1375,39	38,84	1265,59	39,30	1574,85	38,46
41	Сакта 4 Красн. пер.	359,27	8,72	349,51	8,14	488,78	11,65	460,06	11,42	616,28	13,25
42	Лавочкина, 47/1	258,54	7,37	277,50	7,63	303,87	8,73	349,75	10,35	358,42	9,51
43	Ракитная	224,41	11,69	299,04	14,84	296,87	14,98	325,80	16,72	354,62	16,08
44	Радищева	849,36	19,54	757,17	17,35	824,63	19,33	801,25	20,75	924,79	19,75
45	Николаева, 21 б	203,70	18,77	9,35	0,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
46	Гнездово	2633,05	9,48	2183,19	7,71	2651,82	9,84	3224,69	11,61	3208,11	11,26
47	Николаева, 27 а	26,12	1,58	8,04	0,45	0,00	0,00	21,38	2,13	0,00	0,00
50	Мебельный комбинат	983,81	7,59	835,40	6,55	1385,43	11,21	1675,19	13,39	1831,24	13,14
51	АТП - 5	400,72	26,69	340,24	22,09	336,85	22,60	292,45	22,98	327,28	20,13
52	Школа №13	49,72	6,29	14,72	1,93	19,59	3,33	8,29	1,23	10,66	1,87
53	Н.-Неман - 2	347,53	4,91	467,44	6,25	400,82	5,85	558,40	8,24	504,77	7,08
54	3. Космодемьян ской, 3	718,68	7,34	752,64	7,30	623,72	6,59	891,90	9,34	937,01	9,10
55	Краснинское шоссе, 3 б	437,17	7,56	2088,92	27,85	242,89	5,18	454,93	11,20	205,86	3,69
56	гор. Коминтерна	1361,59	21,96	1309,05	20,62	928,59	17,00	822,63	16,30	1044,96	16,67
57	пер. Юннатов	6,93	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
59	Гагарина, 26 (1)	7,62	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60	Гагарина, 26 (2)	0,00	0,00	180,84	7,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
61	Гагарина, 26	0,00	0,00	8,04	0,50	0,00	0,00	42,76	2,89	0,00	0,00

	(3)										
62	Гагарина 74	0,00	0,00	20,26	1,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
63	Гагарина, 76	9,07	1,60	2,43	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
64	Дохтурова, 29	0,00	0,00	31,28	2,67	49,98	4,46	16,25	1,37	0,00	0,00
65	Николаева, 27 а, в	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,97	1,48	0,00	0,00
66	Стекло Колхозная	877,31	9,95	595,62	6,57	621,72	7,32	1097,98	12,71	1163,57	12,99
67	Нахимова, 18	801,74	6,08	1007,06	7,75	1336,41	10,53	1395,56	10,84	1407,69	10,48
68	Кловская, 27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44,33	2,06
69	Московский Большак, 12	9,70	19,88	7,10	8,47	16,99	19,40	23,68	23,35	7,71	8,49
	Хладокомби нат	657,20	58,56	674,81	34,96	555,75	33,59	459,10	29,11	201,12	13,39
	79 ЦИБ	-	-	306,02	10,14	1197,47	19,18	1502,50	25,75	1148,48	10,62
72	Станционная , 1	-	-	1745,68	29,27	551,57	9,85	932,09	15,86	861,45	14,41
73	Сортировка БМК	-	-	-	-	-	-	1537,46	5,64	1295,18	4,29

Ориентируясь на целевые индикаторы и показатели реализации государственной программы РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» допустимым показателем потерь является величина в размере 13,8 % (на 2012 год), в перспективе (к 2020 году) - 10,7 %. Нормируемая на сегодняшний день величина потерь тепловой энергии в тепловых сетях от большинства котельных соизмерима с указанными допустимыми величинами. Но на некоторых котельных допустимый показатель потерь превышает норму, что в очередной раз свидетельствует о необходимости реконструкции тепловых сетей с использованием современных эффективных теплоизоляционных материалов.

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

По данным полученным от МУП «Смоленсктеплосеть» предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети не выдавалось.

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

В тепловом пункте здания присоединение системы водяного отопления к централизованным тепловым сетям может осуществляться по зависимой или независимой схемам. При зависимой схеме присоединения теплоноситель централизованных тепловых сетей используется непосредственно в системе отопления.

При независимой схеме присоединения применяется теплообменник, разделяющий теплоносители системы отопления и тепловых сетей. Приоритетной является зависимая схема, как наиболее дешевая и простая в монтаже и эксплуатации. Независимая схема присоединения используется при недостаточном или высоком для эксплуатируемой системы отопления гидростатическом давлении на вводе тепловой сети в тепловой пункт здания.

Зависимая схема присоединения может быть непосредственной или с применением узла смешения (для подсоединения к тепловым сетям, расчетные температурные параметры которых выше параметров системы отопления).

Оптимальным является вариант схемы присоединения, при которой обеспечивается непосредственная обратная связь между пользователем тепловой энергии и теплопроизводителем при регулировании производства теплоты. Однако такое прямое присоединение возможно только

при использовании низкотемпературных тепловых сетей с постоянными в течение года параметрами теплоносителя, например 80-60°C, и только для двухтрубных систем отопления с радиаторными дросселирующими термостатами. Тепловые сети в данном случае реагируют на изменение спроса потребителя в теплоте через датчики перепада давления на вводах, с помощью которых электронными регуляторами изменяется подача сетевых насосов тепловых сетей (количественное регулирование).

Схема с водоструйным элеватором, который сочетает в себе функции смесителя и циркуляционного насоса, но с низким КПД. Данная схема широко применяется для нерегулируемых систем отопления, так как является простой и надежной в эксплуатации, не нуждается в электроэнергии.

В практике автоматизации и переоборудования тепловых узлов имело место использование схемы с установкой клапана перед элеватором. Такой подход является неверным, так как при дросселировании потока клапаном резко падают насосные качества элеватора. Поэтому разработчики обычно дополнительно устанавливают в эту схему насос и обратный клапан, для которых элеватор становится только помехой. Поэтому такие тепловые схемы применялись и без элеватора. При наличии достаточного для работы элеватора перепада давления на вводе хорошие характеристики имеет узел смешения в виде регулируемого водоструйного элеватора, в котором с помощью сервомотора изменяется сечение сопла элеватора.

Применяются также схема с использованием трехходового клапана, данная схема отличается значительно более широким диапазоном коэффициента смешения по сравнению со схемой в которой используется насос и обратный клапан, но без элеватора. Подмешивающий насос используется при наличии достаточного для работы системы отопления перепада давления на вводе тепловых сетей. В противном случае устанавливается циркуляционный насос.

Смесительные узлы с использованием гидравлического разделителя и четырехходового клапана применяются в основном при присоединении к местным тепловым сетям от ведомственной, индивидуальной или т.п. котельной. Такой способ присоединения благоприятен для устойчивой работы котлов, особенно при использовании котлов на твердом топливе. Применяются разделители вертикальные соосные, вертикальные со сдвигом подсоединенных к нему трубопроводов отопления относительно трубопроводов тепловых сетей, а также горизонтальные. Конструкция гидравлического разделителя проста и представляет собой трубу круглого или прямоугольного сечения, площадь поперечного сечения которой примерно в 10...20 раз больше суммарного поперечного сечения подсоединяемых к ней 4-х трубопроводов.

При независимой схеме присоединения применяются скоростные теплообменники различного типа: гладкотрубные, спиральнотрубные, пластинчатые (как правило, одноходовые разборные или полуразборные).

94,6 % потребителей питающихся от ТЭЦ – 2 и от котельного цеха ПП «ТЭЦ – 2» присоединены по зависимой схеме, 5,4% потребителей – по независимой схеме.

Все системы горячего водоснабжения подключены по закрытой двухступенчатой смешанной схем.

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

Все ЦТП находящиеся в зоне теплоснабжения ТЭЦ - 2 оборудованы регулирующими клапанами, смесительными насосами для отопления, приборами коммерческого учета. Новые подстанции в жилых домах (ИТП) также автоматизированы и оснащены приборами коммерческого учета.

Все ЦТП и индивидуальные тепловые пункты в зоне теплоснабжения котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» оснащены приборами коммерческого учета.

Перечень источников тепловой энергии МУП «Смоленсктеплосеть» с указанием наличия установленных приборов учета отпущенной тепловой энергии рекомендации экспертной группы по необходимости установки дополнительных приборов учета.

Таблица 1.3.99

№ кот.	Наименование котельной	Наличие приборов учета тепловой энергии	Необходимость в установке приборов учета тепловой энергии
1	Нормандия-Неман, 1	отсутствуют	есть
2	Дорогобужская	отсутствуют	есть
4	Ак. Петрова	отсутствуют	есть
5	Нахимова, 5	отсутствуют	есть
6	2-й Краснофл.-1	отсутствуют	есть
7	Вяземская	отсутствуют	есть
8	Парковая 20	отсутствуют	есть
12	Вишенки	отсутствуют	есть
13	Областная больница	отсутствуют	есть
14	Гедеоновка	отсутствуют	есть
15	Кловка 1 (1)	отсутствуют	есть
16	Кловка 2	отсутствуют	есть
18	Гарабурды	отсутствуют	есть
19	Ситники 1	отсутствуют	есть

20	Ситники 2	отсутствуют	есть
21	Ситники 3	отсутствуют	есть
23	Школа №19 Лукина	отсутствуют	есть
24	СШ №10 Гастелло	отсутствуют	есть
25	Баня №5	отсутствуют	есть
26	1-я Горбольница	отсутствуют	есть
27	Сан. Лесная школа	отсутствуют	есть
28	Школа Интернат Дубровенка	отсутствуют	есть
29	Школа №1 Эст. воспитания	отсутствуют	есть
30	Д/с №6 Красный Бор	отсутствуют	есть
31	Дом ребенка	отсутствуют	есть
32	Соболева ЖБИ	отсутствуют	есть
33	Гнездово Шк. №18	отсутствуют	есть
34	2-й Краснофлотский пер. 2	отсутствуют	есть
35	Лавочкина, 39	отсутствуют	есть
36	Ситники - 4	отсутствуют	есть
37	Торфопредприятие	отсутствуют	есть
38	М. Краснофлотская, 33	отсутствуют	есть
39	Строгань Колодня	отсутствуют	есть
40	Миловидово	отсутствуют	есть
41	Сакта 4 Красн. пер.	отсутствуют	есть
42	Лавочкина, 47/1	отсутствуют	есть
43	Ракитная	отсутствуют	есть
44	Радищева	отсутствуют	есть
45	Николаева, 21 б	Теплосчетчик UFEC 005-1(в неисправном состоянии)	есть
46	Гнездово	отсутствуют	есть
47	Николаева, 27 а	Теплосчетчик ТС-06	нет
50	Мебельный комбинат	отсутствуют	есть
51	АТП - 5	отсутствуют	есть
52	Школа №13	отсутствуют	есть
53	Н.-Неман - 2	отсутствуют	есть
54	З. Космодемьянской, 3	отсутствуют	есть
55	Краснинское шоссе, 3 б	Теплосчетчик ТЭМ 104	нет
56	гор. Коминтерна	отсутствуют	есть
57	пер. Юннатов	отсутствуют	есть
59	Гагарина, 26 (1)	отсутствуют	есть
60	Гагарина, 26 (2)	отсутствуют	есть
61	Гагарина, 26 (3)	отсутствуют	есть
63	Гагарина, 76	отсутствуют	есть
64	Дохтурова, 29	отсутствуют	есть
65	Николаева, 27 а, в	Теплосчетчик ТЭМ-05м (в неисправном состоянии)	есть
66	Стекло Колхозная	Теплосчетчик ТЭМ 104	нет

67	Нахимова, 18	отсутствуют	есть
68	Кловская, 27	отсутствуют	есть
69	Московский Большак, 12	отсутствуют	есть
	Хладокомбинат	отсутствуют	есть
	79 ЦИБ	отсутствуют	есть
72	Станционная, 1	Теплосчетчик СТ 10	нет
73	Сортировка БМК	Теплосчетчик ТеРосс	нет

Таким образом, согласно предварительным перспективным планам развития системы теплоснабжения города Смоленска, по мнению экспертной группы необходимо установить на котельных города 58 приборов учета отпущенной тепловой энергии.

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

ТЭЦ – 2, котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

Диспетчерская служба выполняет следующие функции:

-управление гидравлическими режимами магистральной тепловой сети на выходе из ТЭЦ-2;

-регулирование температуры в подающем трубопроводе тепломагистрали на город на выходе с ТЭЦ-2.

Связь с центральной диспетчерской службой осуществляется по телефонной связи.

Диспетчерская служба справляется со своей задачей.

Диспетчерская служба МУП «Смоленсктеплосеть» ведет все оперативные переговоры. Регистрирует параметры работы котельных, принимает жалобы от населения, ведет учет аварий и инцидентов на котельном оборудовании и тепловых сетях. Диспетчерская служба МУП «Смоленсктеплосеть» проводит оперативные переговоры со службами города и МЧС.

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

ТЭЦ – 2

На ТЭЦ-2 приборы регулирования частоты вращения сетевых насосов не установлены.

К тепловым сетям присоединено:

-абонентских вводов в количестве 3406;

-ЦТП, ТП в количестве 364.

Все ЦТП автоматизированы и оснащены:

-терморегуляторами системы ГВС, которые обеспечивают поддержание температуры горячей воды в заданном диапазоне регулирования;

-регуляторами перепада давления в системе отопления.

-автоматизированной системой телеметрического контроля и управления технологическими процессами, которая обеспечивает создание информационной сети о состоянии технологического объекта, отчет по коммерческим узлам учета энергоресурсов, прогнозирование, обнаружение и оповещение об аварийных ситуациях с выводом всей необходимой информации диспетчеру через программу «Телескоп+».

Также оснащены счетчиками учета тепла и средствами регулирования индивидуальные тепловые пункты потребителей, подключенных помимо ЦТП.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

Все ЦТП оснащены:

-терморегуляторами ГВС, которые обеспечивают поддержание температуры горячей воды в заданном диапазоне регулирования;

-регуляторами перепада давления;

-автоматизированной системой телеметрического контроля и управления технологическими процессами, которая обеспечивает создание информационной сети о состоянии технологического объекта, отчет по коммерческим узлам учета энергоресурсов, прогнозирование, обнаружение и оповещение об аварийных ситуациях с выводом всей необходимой информации диспетчеру через программу «Телескоп +»

По данным полученным от МУП «Смоленсктеплосеть» средства автоматизации, телемеханизации, используемые в работе диспетчерских служб, отсутствуют. За предприятием числится 235 ЦТП, из них 143 ЦТП оборудованы автоматическими станциями управления и регулирования с датчиками давления.

1.3.17 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.

Защита оборудования ТЭЦ-2, котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ – 2» магистральной тепловой сети и потребителей от повышения давления осуществляется сбросными клапанами.

Также для защиты теплопотребляющего оборудования абонентов от недопустимого повышения давления в ЦТП устанавливаются устройства для сброса давления-предохранительные клапаны.

По данным полученным от МУП «Смоленсктеплосеть» защита тепловых сетей от превышения давления отсутствует.

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

ТЭЦ - 2

Бесхозных тепловые сети в зоне действия ТЭЦ-2 не выявлены.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

В зоне действия котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» бесхозных сетей не выявлено.

Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей полученный от МУП «Смоленсктеплосеть»:

- ул. Николаева от ТК до д. № 22 L - 45 м, 2d - 76 мм;
- ул. Октябрьской революции от ТК до д. № 20а L - 26 м, 2d - 76 мм;
- ул. Кловская от ТК до д. № 23 L - 74.7 м, 2d - 108 мм, 2d - 76 мм;
- ул. Тухачевского от д. № 2 до д. № 6 L - 30 м, 2d - 57 мм;
- ул. Соболева д. № 111г «Медтехника» (отопление) от ТК L - 13 м, 2d - 57 мм;
- ул. Соболева д. 86а (гвс, отопление) от ТК-5 L - 250 м, 2d - 108 мм, d - 89 мм, d - 57 мм;
- от котельной № 16 до д. № 21а по ул. Кловская L - 125.4 м, 2d - 133 мм, d - 76 мм, d - 108 мм;
- от ТК-1 до гаража (юр. адреса нет) L - 35 м, 2d - 108 мм;
- от ТК-1 до ТК-3 L - 40 м, 2d - 76 мм, 2d - 57 мм;
- от ТК-3 до д. № 48 ул. Кловская L - 7 м, 2d - 89 мм, d - 76 мм, d - 57 мм;
- от ТК-3 до д. № 50 ул. Кловская L - 64.5 м, 2d - 89 мм, d - 76 мм, d - 57 мм;
- котельная № 18 «Гарабурды» от ТК-7 до домов № 11, 11а ул. Гарабурды L - 62 м, 2d - 32 мм;
- котельная № 36 «Ситники-4» от ТК-7 до д. № 50 ул. Лавочкина L - 15 м, 2d - 89 мм;
- теплосеть от ТК.3К 13 по ул. Крупской;
- участок теплосети от ТК-4 ул. Аптечная д. № 1 до ТК-7 Тихвинка д. 1а L - 1029 м, d - 159 мм;
- теплосеть от ТК.3К 14-а ул. В. Рославльская L - 80 м, d - 57 мм;
- от ЦТП-150 от ТК-1 до ТК-2 к домам ул. Шевченко № 93-93б;
- от ЦТП-122 до д. № 132, 138 ул. Попова;
- ЦТП-112 от ТК-10 к д. № 72, 85 ул. Рыленкова;
- от ЦТП-112 до ул. Рыленкова д. № 87;
- от ЦТП-140 до ул. Рыленкова д. № 50;
- от ЦТП-218 до ул. Рыленкова д. № 38а;
- от д. № 42 до д. № 48 ул. Рыленкова;
- от ТК3.13К до ул. Рыленкова д. № 49а.

1.4 Зоны действия источников тепловой энергии

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.

С целью определения радиуса эффективного теплоснабжения экспертами были выполнены специальные технико-экономические расчеты, которые заключаются в сравнении дополнительных расходов на производство и передачу тепловой энергии, появляющихся при подключении дополнительной тепловой нагрузки, и эффекта от дополнительного объема реализации тепловой энергии.

При расчетах выявлено, что радиус эффективного теплоснабжения – величина непостоянная. При увеличении подключаемой тепловой нагрузки расчетная эффективная зона действия источника тепловой энергии расширяется.

Номограммы для определения эффективности подключения новых объектов к централизованной системе теплоснабжения приведены ниже к каждой котельной.

Обозначенная на номограммах линия темно синего цвета отражает максимальное расстояние от вновь подключаемых теплопотребляющих установок до источника теплоснабжения, при котором разность между дополнительными доходами и расходами в системе теплоснабжения будет равна нулю. В табличном виде данная зависимость представлена ниже для каждой котельной.

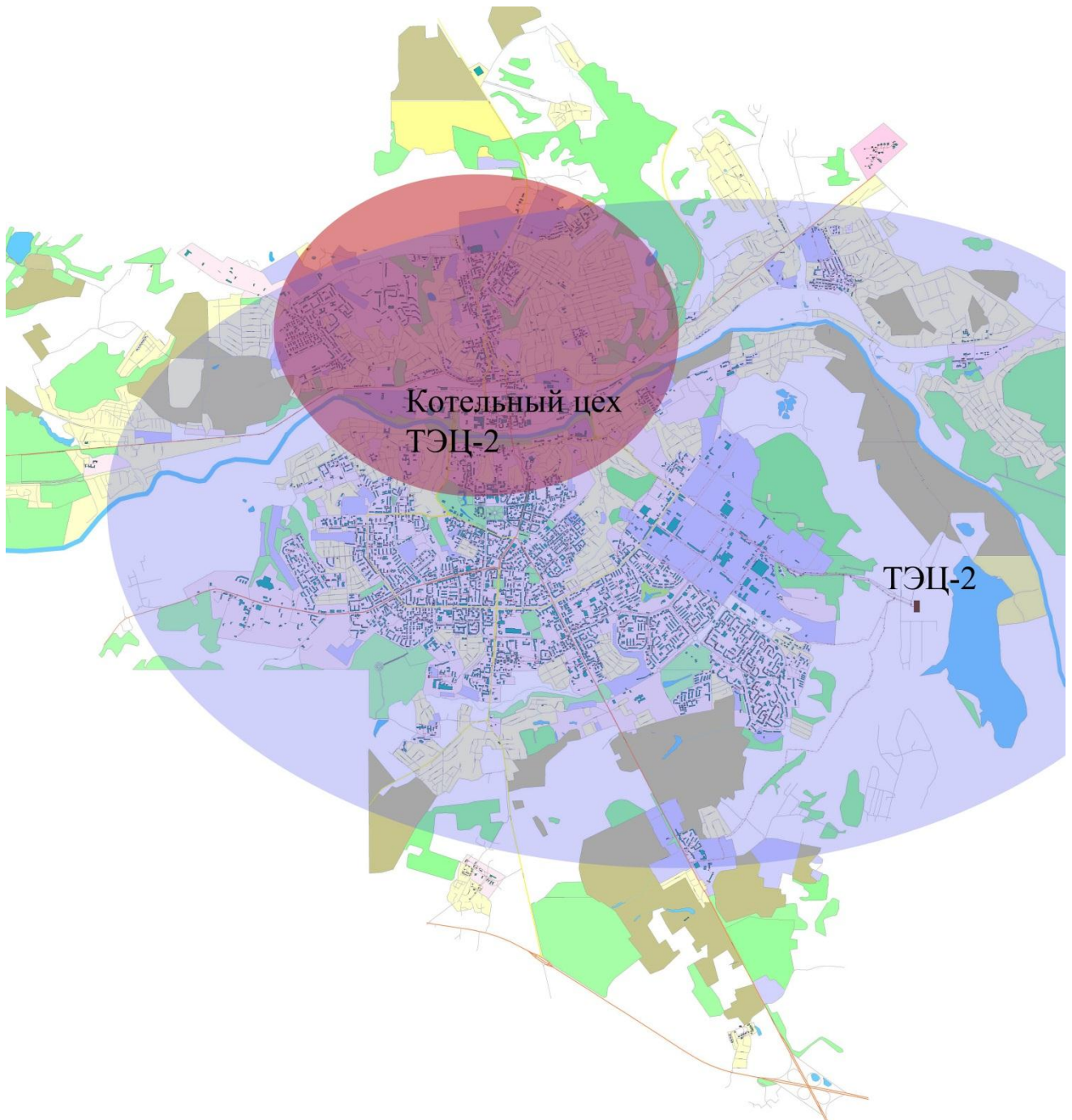
Представленные номограммы являются «рабочим инструментом» для определения эффективности подключения новых объектов к централизованной системе теплоснабжения от котельной. А именно, зона над линией темно синего цвета - эффективная зона централизованного теплоснабжения (при подключении дополнительной нагрузки доходы в системе превысят расходы), зона под линией темно синего цвета - неэффективная зона централизованного теплоснабжения (при подключении дополнительной нагрузки расходы в системе превысят доходы). При попадании в неэффективную зону необходимо рассмотреть альтернативные варианты теплоснабжения объектов теплопотребления (децентрализация, подключение к другому источнику теплоснабжения).

Важно отметить, что представленная функциональная зависимость рассчитана при условии, что условно-постоянные расходы источника теплоснабжения при подключении дополнительной нагрузки останутся неизменными (изменения состава оборудования для

подключения дополнительной нагрузки не потребуется), кроме этого не потребуется реконструкции тепловых сетей от источника теплоснабжения до точки подключения нового объекта теплоснабжения.

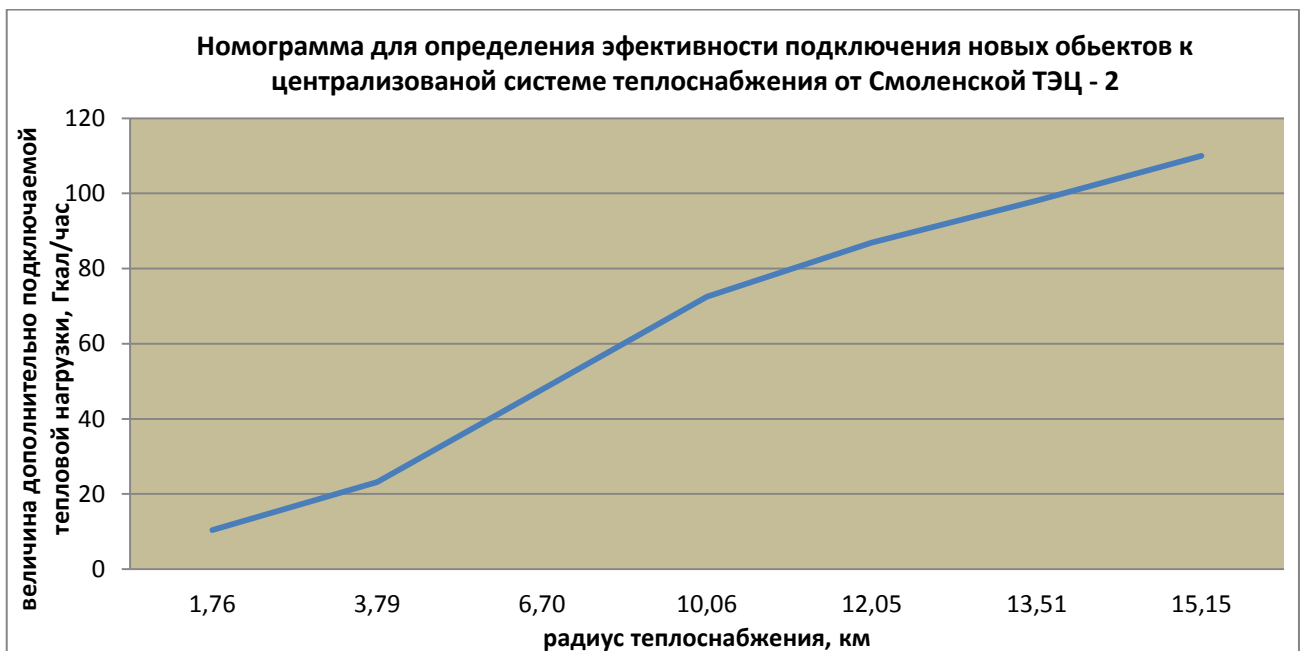
Схема радиусов эффективного теплоснабжения от Смоленской ТЭЦ – 2 и Котельного цеха
ПП «Смоленская ТЭЦ – 2» представлена на рисунке 1.4.1

Рисунок 1.4.1



Смоленская ТЭЦ - 2**Таблица 1.4.1**

Дополнительно подключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Радиус эффективного теплоснабжения, км
10,4	1,76
23,2	3,79
47,8	6,7
72,51	10,06
86,9	12,05
98,1	13,51
110	15,15

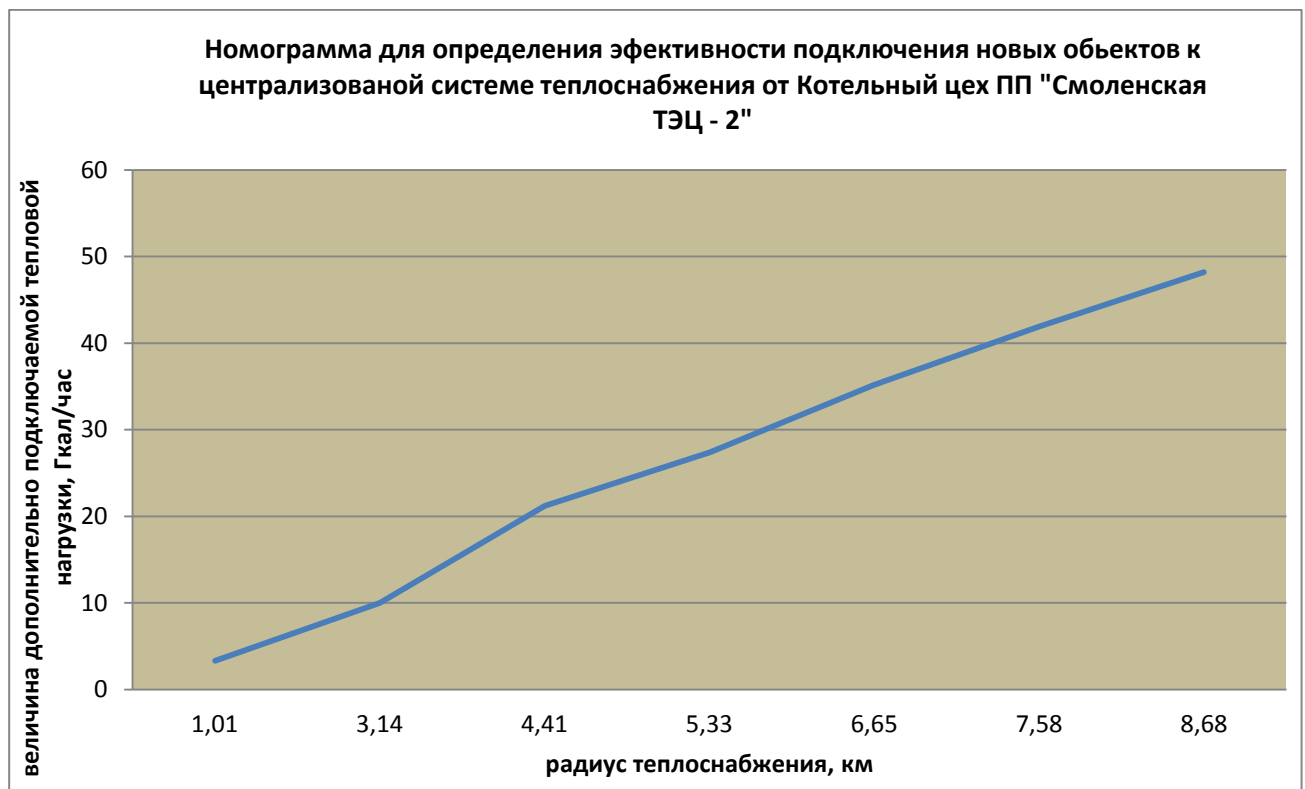
График 1.4.1

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

Таблица 1.4.2

Дополнительно подключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Радиус эффективного теплоснабжения, км
3,3	1,01
12,02	3,14
21,2	4,41
27,4	5,33
35,2	6,65
41,9	7,58
48,2	8,68

График 1.4.2



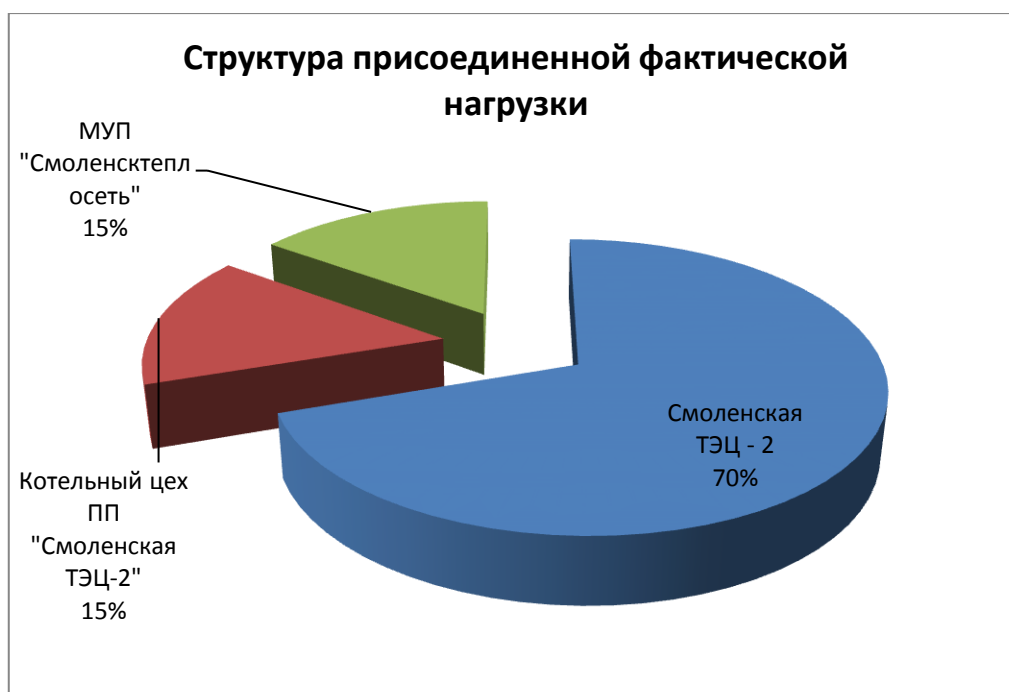
1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии.

1.5.1 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.

Присоединенные нагрузки города Смоленска можно разделить по источникам теплоснабжения. Наибольшая присоединённая нагрузка присутствует на Смоленской ТЭЦ-2 - 70%. Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» и МУП «Смоленсктеплосеть» обладают равными долями -15%.

Структура присоединенной тепловой нагрузки города Смоленска представлена ниже на диаграмме.

Диаграмма 1.5.1



Как видно из диаграммы 70% нагрузки приходится на Смоленскую ТЭЦ – 2.

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

В настоящее время в России большую популярность получает индивидуальное отопление. По сути своей это системы отопления, осуществляющие обогрев в отдельно взятом помещении (частном доме или квартире).

Главным преимуществом подобных систем является большая гибкость настройки и малая инертность. При резком изменении погоды от момента запуска системы до прогрева помещения до расчетной температуры проходит в среднем от получаса до часа времени, хотя здесь многое зависит от типа используемого котла и способа циркуляции теплоносителя в системе.

В настоящее время в городе Смоленске сведения о случаях применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии отсутствуют.

1.5.3 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.

Смоленская ТЭЦ – 2

Значения потребления тепловой энергии с разбивкой по месяцам представлены в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1

Период	Потребление тепла по месяцам за 2012 год, Гкал	
	горячая вода	пар
Январь	248 232	14 173
Февраль	258 972	17 530
Март	206 928	16 257
Апрель	150 229	12 937
Май	57 745	8 354
Июнь	35 182	8 471
Июль	42 876	11 155
Август	33 931	12 344
Сентябрь	50 226	8 371
Октябрь	120 960	13 750
Ноябрь	186 509	15 517
Декабрь	253 674	18 424
Всего за год:	1 645 464	157 283

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Значения потребления тепловой энергии с разбивкой по месяцам представлены в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2

Период	Потребление тепла по месяцам за 2012 год, Гкал	
	горячая вода	пар
Январь	43 386	12 662
Февраль	45 078	12 302
Март	35 029	11 262
Апрель	24 714	8 070
Май	0	5 359
Июнь	0	5 251
Июль	0	5 053
Август	0	5 241
Сентябрь	6 570	5 670
Октябрь	23 792	12 087
Ноябрь	33 982	9 584
Декабрь	46 551	13 461
Всего за год:	259 910	106 002

Фактические значения потребления тепловой энергии источниками МУП «Смоленсктеплосеть» за 2013 год представлены в следующей таблице.

Таблица 1.5.3

№ кот.	Наименование котельной	Тепловая энергия, Гкал/год			
		производство	собств. нужды	потери в т/с	реализация
1	Нормандия-Неман, 1	18424,8401	397,779	1383,686	16643,375
2	Дорогобужская	9669,86152	233,509	875,2352	8561,1173
4	Ак. Петрова	6546,80912	143,573	762,9126	5640,32354
5	Нахимова, 5	7344,255681	160,583	568,029	6615,64371
6	2-й Краснофл. -1	6021,26238	136,798	450,6336	5433,8308
7	Вяземская	12188,6797	270,86	1620,164	10297,656
8	Парковая 20	1575,12554	33,71178	125,8821	1415,5317
12	Вишенки - РГ	10476,71662	215,9587	1004,62	9256,13792
13	Областная больница	1620,5807	42,8881	94,1526	1483,54
14	Гедеоновка	9024,3063	217,1962	1650,834	7156,276
15	Кловка 1 (1)	6987,9208	176,8188	358,92	6452,182
16	Кловка 2	7263,9946	111,7499	1187,375	5964,8695
18	Гарабурды	18910,72607	391,4737	2150,53	16368,7229
19	Ситники 1	12168,2484	268,9224	1051,99	10847,336
20	Ситники 2	13731,96544	331,795	1032,413	12367,7574
21	Ситники 3	37828,29722	873,0526	2676,019	34279,226
23	Школа №19 Лукина	776,013161	17,63914	46,0605	712,313521
24	СШ №10 Гастелло	2345,90457	45,13117	354,4124	1946,361
25	Баня №5	703,52642	18,70312	0	684,8233
26	1-я Горбольница	545,73032	15,48202	2,9326	527,3157
27	Сан. Лесная школа	962,26285	22,76435	271,2957	668,2028
28	Школа Интернат Дубровенка	1542,46695	33,44785	187,6585	1321,3606
29	Школа №1 Эст. воспитания	781,57315	19,39541	61,42014	700,7576
30	Д/с №6 Красный Бор	347,283165	7,788255	138,6337	200,86118
31	Дом ребенка	704,94946	17,07248	123,8858	563,9912
32	Соболева ЖБИ	7193,25787	168,6536	855,8633	6168,741
33	Гнездово Шк. №18	3534,02472	75,53566	1231,785	2226,70436
34	2-й Краснофлотский пер. 2	9789,59349	198,9737	1315,369	8275,25059
35	Лавочкина, 39	8502,92735	191,2646	615,8558	7695,80693
36	Ситники - 4	11348,5349	250,9226	1133,061	9964,551
37	Торфопредприятие	2354,680922	44,57192	611,074	1699,035
38	М. Краснофлотская, 33	7553,445618	161,0771	694,3603	6698,00822
39	Строгань Колодня	12604,24717	276,435	473,5976	11854,2146
40	Миловидово	4181,27089	86,8593	1574,855	2519,55699
41	Сакта 4 Красн. пер.	4750,12129	99,02152	616,2797	4034,82007
42	Лавочкина, 47/1	3843,9662	73,17823	358,4231	3412,36489
43	Ракитная	2253,385837	48,06942	354,623	1850,69343
44	Радищева	4780,35446	98,97242	924,7931	3756,5889

45	Николаева, 21 б	965,759721	9,498221	0	956,2615
46	Гнездово	29184,86243	698,3256	3208,105	25278,4315
47	Николаева, 27 а	1698,562845	17,48585	0	1681,077
50	Мебельный комбинат	14233,9425	300,4029	1831,24	12102,2996
51	АТП - 5	1656,135685	30,57347	327,2836	1298,2786
52	Школа №13	582,83364	13,2095	10,66325	558,96089
53	Н.-Неман - 2	7283,03815	158,3979	504,7703	6619,87
54	З. Космодемьянской, 3	10525,67699	227,4792	937,009	9361,18881
55	Краснинское шоссе, 3 б	5702,71059	124,9643	205,8553	5371,891
56	гор. Коминтерна	6391,0681	123,9128	1044,961	5222,1939
57	пер. Юннатов	877,492959	7,890159	0	869,6028
59	Гагарина, 26 (1)	1333,10767	13,11097	0	1319,9967
60	Гагарина, 26 (2)	2246,21913	22,28473	0	2223,9344
61	Гагарина, 26 (3)	1663,93557	15,63837	0	1648,2972
63	Гагарина, 76	592,583441	5,548541	0	587,0349
64	Дохтурова, 29	1199,14753	13,51763	0	1185,6299
65	Николаева, 27 а, в	1734,189307	9,656807	0	1724,5325
66	Стекло Колхозная	9172,60543	212,6552	1163,571	7796,37913
67	Нахимова, 18	13744,48802	311,005	1407,689	12025,7941
68	Кловская, 27	2171,097485	20,79216	44,3302	2105,97513
69	Московский Большак, 12	91,7914824	0,930526	7,711796	83,14916
	Хладокомбинат	1531,77238	29,36886	201,1203	1301,28322
	79 ЦИБ	11034,584	220,5592	1148,48	9665,5448
72	Станционная, 1	6045,7653	66,4343	861,448	5117,883
73	Сортировка БМК	30837,44047	664,7304	1295,177	28877,5328

Как видно из представленной таблицы, при общем отпуске тепла в тепловую сеть котельными «МУП «Смоленсктеплосеть» 424 387,92 Гкал потребителям города Смоленска реализуется порядка 89,9% тепловой энергии, оставшиеся 10,1 % теряются в тепловых сетях.

1.5.4 Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.

Смоленская ТЭЦ – 2

Смоленская ТЭЦ-2 отпускает тепловую энергию в виде горячей воды и пара. В таблице 1.5.4 приведены значения тепловой нагрузки (с учетом собственных нужд) при расчетных температурах наружного воздуха за последние три года.

Таблица 1.5.4

Дата	Температура наружного воздуха, °С	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		
		горячая вода	пар	Всего
27.01.2010	-21,7	454,7	25,8	480,5
20.02.2011	-17,5	446,8	24,1	470,9
04.02.2012	-20,6	449,8	25,45	476,25

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Суммарная тепловая нагрузка потребителей котельного цеха по заключенным договорам (по состоянию на 01.04.2012) составила 173,4 Гкал/ч в горячей воде и 35,2 Гкал/ч – в паре.

В таблице 1.5.5 приведены значения тепловой нагрузки (с учетом собственных нужд) при расчетных температурах наружного воздуха за последние три года.

Таблица 1.5.5

Дата	Температура наружного воздуха, °С	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		
		горячая вода	пар	Всего
27.01.2010	-21,7	83,8	24,4	108,2
20.02.2011	-17,5	80,5	21,9	102,4
04.02.2012	-20,6	81,4	22,1	103,5

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

Ниже в таблицах 1.5.3 и 1.5.4 приведены нормативы отопления и горячего водоснабжения в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения при отсутствии приборов учета на территории города Смоленска.

Таблица 1.5.6

Степень благоустройства		Водоснабжение						Водоотведение	
		Всего		в том числе:					
				горячее водоснабжение		холодное водоснабжение			
		с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012
1. Степень благоустройства многоквартирных и жилых домов									
1.1.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение с ваннами длиной от 1500 до 1700 мм, оборудованными душем	8,52	8,4	3,95	3,92	4,57	4,48	8,52	8,4
1.2.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение с сидячими ваннами длиной 1200 мм, оборудованными душем	8,21	8,09	3,8	3,77	4,41	4,32	8,21	8,09
1.3.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, душ	7,45	7,33	3,04	3,01	4,41	4,32	7,45	7,33
1.4.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее	4,11	3,99	1,22	1,19	2,89	2,8	4,11	3,99

	водоснабжение, без ванны и душа								
1.5.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, без ванны, с газоснабжением	3,35	3,26			3,35	3,26	3,35	3,26
1.6.	Холодное водоснабжение	1,98	1,89			1,98	1,89		
1.7.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, без ванны, без газоснабжения	3,19	3,1			3,19	3,1	3,19	3,1
1.8.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, ванна, водонагреватель, работающий на твердом топливе	5,32	5,23			5,32	5,23	5,32	5,23
1.9.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, ванна, газовый или электрический водонагреватель	6,69	6,6			6,69	6,6	6,69	6,6
1.10.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее душ в каждом блоке (общежитие)	4,26	4,14	1,83	1,8	2,43	2,34	4,26	4,14
1.11.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение душ на этаже (общежитие)	3,8	3,68	1,52	1,49	2,28	2,19	3,8	3,68
1.12.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, без ванн и душа (общежитие)	2,43	2,31	0,76	0,73	1,67	1,58	2,43	2,31

1.13.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, с ваннами в каждой комнате или блоке (общежитие)	8,52	8,4	3,95	3,92	4,57	4,48	8,52	8,4
2. Прочее									
2.1.	Водопользование из уличных водоразборных колонок, централизованная канализация	1,52	1,22			1,52	1,22	1,52	1,22
2.2.	Водопользование из уличных водоразборных колонок		1,22				1,22		
2.3.	Бани в личном пользовании: - не подключенные к центральной системе водоснабжения - подключенные к центральной системе водоснабжения - подключенные к центральной системе водоснабжения, с центральной канализацией		0,22				0,22		
			0,43				0,43		
			0,43				0,43		0,43

Таблица 1.5.7

№ п/п	Этажность дома, эт.	Единица измерения	Норматив отопления *
Жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1	1-4	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0154
2	5-14	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0152
Жилые дома после 1999 года постройки			
3	5-10	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0071
Общежития до 1999 года постройки включительно			
4	1-11	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0154

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

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

В таблице 1.6.1 представлены балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной нагрузки Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ – 2».

Таблица 1.6.1

Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/ч	Потери тепловой мощности и в т/с, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка потребителей, Гкал/ч
Смоленская ТЭЦ - 2	774	774	748,2	62,8	560,6
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	191,3	191,3	181,4	5,76	121,2

Ниже в таблице представлены балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной нагрузки котельных МУП «Смоленсктеплосеть».

Таблица 1.6.2

№ кот.	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/час	Потери тепловой мощности, Гкал/час	Присоединенная нагрузка потребителей, Гкал/час
1	Нормандия-Неман, 1	9,6	9,6	9,555	0,550	5,205
2	Дорогобужская	4,8	4,8	4,773	0,350	2,791
4	Ак. Петрова	4	4	3,984	0,310	1,893
5	Нахимова, 5	4,8	4,8	4,782	0,230	2,674
6	2-й Краснофл.-1	3,2	3,2	3,184	0,180	1,542
7	Вяземская	8	8	7,969	0,640	3,238
8	Парковая 20	2,4	2,4	2,396	0,050	0,561
12	Вишенки - РГ	11,2	11,2	11,175	0,400	2,947
13	Областная больница	5,6	5,6	5,595	0,040	0,200
14	Гедеоновка	6,6	6,6	6,575	0,660	2,222
15	Кловка 1 (1)	7,78	7,78	7,760	0,140	1,922
16	Кловка 2	3,2	3,2	3,187	0,470	1,574
18	Гарабурды	11,33	11,33	11,285	0,860	5,468
19	Ситники 1	6,4	6,4	6,369	0,420	2,963
20	Ситники 2	6,4	6,4	6,362	0,410	3,635
21	Ситники 3	23,5	23,5	23,400	1,060	10,568
23	Школа №19 Лукина	1,3	1,3	1,298	0,020	0,288
24	СШ №10 Гастелло	3,2	3,2	3,190	0,140	0,779
25	Баня №5	1,6	1,6	1,598	0,001	0,130
26	1-я Горбольница	1	1	0,998	0,001	0,072
27	Сан. Лесная школа	1,3	1,3	1,297	0,110	0,242
28	Школа Интернат Дубровка	3,2	3,2	3,196	0,070	0,480
29	Школа №1 Эст. воспитания	1,6	1,6	1,598	0,020	0,388
30	Д/с №6 Красный Бор	1,6	1,6	1,599	0,060	0,061
31	Дом ребенка	2,4	2,4	2,398	0,050	0,156
32	Соболева ЖБИ	4	4	3,981	0,340	1,861
33	Гнездово Шк. №18	3,2	3,2	3,191	0,490	0,916
34	2-й Краснофлотский пер. 2	4,8	4,8	4,777	0,520	2,603
35	Лавочкина, 39	6	6	5,978	0,240	2,287
36	Ситники - 4	10	10	9,971	0,450	3,191
37	Торфопредприятие	2,4	2,4	2,395	0,240	0,668
38	М. Краснофлотская, 33	4,8	4,8	4,782	0,280	2,629
39	Строгань Колодня	4,8	4,8	4,768	0,190	3,597

40	Миловидово	4	4	3,990	0,620	0,947
41	Сакта 4 Красн. пер.	3,4	3,4	3,389	0,244	1,410
42	Лавочкина, 47/1	3,2	3,2	3,192	0,142	1,011
43	Ракитная	3,44	3,44	3,435	0,141	0,673
44	Радищева	2,4	2,4	2,389	0,368	1,293
45	Николаева, 21 б	0,428	0,428	0,427	0,000	0,307
46	Гнездово	22,8	22,8	22,720	1,277	7,685
47	Николаева, 27 а	0,749	0,749	0,747	0,000	0,591
50	Мебельный комбинат	19	19	18,966	0,730	4,261
51	АТП - 5	2,878	2,878	2,875	0,130	0,525
52	Школа №13	1,29	1,29	1,288	0,010	0,222
53	Н.-Неман - 2	4	4	3,982	0,210	1,904
54	З. Космодемьянской, 3	8,64	8,64	8,614	0,373	3,001
55	Краснинское шоссе, 3 б	5,3	5,3	5,286	0,082	2,916
56	гор. Коминтерна	4,18	4,18	4,166	0,415	2,048
57	пер. Юннатов	0,602	0,602	0,601	0,000	0,263
59	Гагарина, 26 (1)	0,748	0,748	0,747	0,000	0,439
60	Гагарина, 26 (2)	1,212	1,212	1,209	0,000	0,720
61	Гагарина, 26 (3)	0,903	0,903	0,901	0,000	0,504
63	Гагарина, 76	0,23	0,23	0,229	0,000	0,184
64	Дохтурова, 29	0,946	0,946	0,944	0,000	0,385
65	Николаева, 27 а, в	0,535	0,535	0,534	0,000	0,581
66	Стекло Колхозная	5,16	5,16	5,136	0,464	2,665
67	Нахимова, 18	8	8	7,964	0,560	3,622
68	Кловская, 27	1,9	1,9	1,898	0,020	0,692
69	Московский Большак, 12	0,082	0,082	0,082	0,010	0,036
	Хладокомбинат	1,72	1,72	1,717	0,080	0,487
	79 ЦИБ	10,2	10,2	10,175	0,457	2,800
72	Станционная, 1	2,58	2,58	2,553	0,344	
73	Сортировка БМК	15	15	14,730	0,515	9,158

1.6.2 Резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Оценка существующих резервов и дефицитов тепловой мощности Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ – 2» представлена в таблице 1.6.3.

Таблица 1.6.3

Наименование источника	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/час	Присоединенная нагрузка потребителей, Гкал/час	Резерв тепловой мощности источника, Гкал/ч	Резерв в мощности, %
Смоленская ТЭЦ - 2	774	748,2	560,6	124,8	16,68
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	191,3	181,4	121,2	54,44	30,01

Как видно из представленной таблицы на Смоленской ТЭЦ – 2 и в котельном цеху ПП «Смоленская ТЭЦ – 2» присутствует резерв тепловой мощности и нет никаких препятствий для переключения потребителей с других источников теплоснабжения города Смоленска.

Оценка существующих резервов и дефицитов тепловой мощности котельных МУП «Смоленсктеплосеть».

Таблица 1.6.4

№ кот.	Наименование котельной	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/час	Присоединенная нагрузка потребителей, Гкал/час	Резерв тепловой мощности источника, Гкал/ч	Резерв в мощности, %
1	Нормандия-Неман, 1	9,6	9,555	5,205	3,800	39,770
2	Дорогобужская	4,8	4,773	2,791	1,632	34,189
4	Ак. Петрова	4	3,984	1,893	1,780	44,686
5	Нахимова, 5	4,8	4,782	2,674	1,877	39,263
6	2-й Краснофл.-1	3,2	3,184	1,542	1,463	45,936
7	Вяземская	8	7,969	3,238	4,091	51,335
8	Парковая 20	2,4	2,396	0,561	1,785	74,503
12	Вишенки - РГ	11,2	11,175	2,947	7,828	70,049
13	Областная больница	5,6	5,595	0,200	5,355	95,710
14	Гедеоновка	6,6	6,575	2,222	3,694	56,175
15	Кловка 1 (1)	7,78	7,760	1,922	5,698	73,426
16	Кловка 2	3,2	3,187	1,574	1,143	35,865
18	Гарабурды	11,33	11,285	5,468	4,958	43,931

19	Ситники 1	6,4	6,369	2,963	2,986	46,886
20	Ситники 2	6,4	6,362	3,635	2,317	36,426
21	Ситники 3	23,5	23,400	10,568	11,772	50,308
23	Школа №19 Лукина	1,3	1,298	0,288	0,990	76,264
24	СШ №10 Гастелло	3,2	3,190	0,779	2,271	71,179
25	Баня №5	1,6	1,598	0,130	1,467	91,792
26	1-я Горбольница	1	0,998	0,072	0,925	92,701
27	Сан. Лесная школа	1,3	1,297	0,242	0,946	72,887
28	Школа Интернат Дубровенка	3,2	3,196	0,480	2,646	82,781
29	Школа №1 Эст. воспитания	1,6	1,598	0,388	1,190	74,465
30	Д/с №6 Красный Бор	1,6	1,599	0,061	1,478	92,409
31	Дом ребенка	2,4	2,398	0,156	2,192	91,402
32	Соболева ЖБИ	4	3,981	1,861	1,780	44,713
33	Гнездово Шк. №18	3,2	3,191	0,916	1,785	55,936
34	2-й Краснофлотский пер. 2	4,8	4,777	2,603	1,654	34,622
35	Лавочкина, 39	6	5,978	2,287	3,451	57,727
36	Ситники - 4	10	9,971	3,191	6,330	63,485
37	Торфопредприятие	2,4	2,395	0,668	1,487	62,090
38	М. Краснофлотская, 33	4,8	4,782	2,629	1,873	39,161
39	Строгань Колодня	4,8	4,768	3,597	0,981	20,579
40	Миловидово	4	3,990	0,947	2,423	60,717
41	Сакта 4 Красн. пер.	3,4	3,389	1,410	1,734	51,179
42	Лавочкина, 47/1	3,2	3,192	1,011	2,038	63,865
43	Ракитная	3,44	3,435	0,673	2,620	76,287
44	Радищева	2,4	2,389	1,293	0,728	30,458
45	Николаева, 21 б	0,428	0,427	0,307	0,120	28,050
46	Гнездово	22,8	22,720	7,685	13,759	60,556
47	Николаева, 27 а	0,749	0,747	0,591	0,156	20,860
50	Мебельный комбинат	19	18,966	4,261	13,975	73,685
51	АТП - 5	2,878	2,875	0,525	2,219	77,210
52	Школа №13	1,29	1,288	0,222	1,056	81,976
53	Н.-Неман - 2	4	3,982	1,904	1,868	46,918
54	З. Космодемьянской, 3	8,64	8,614	3,001	5,240	60,831
55	Краснинское шоссе, 3 б	5,3	5,286	2,916	2,288	43,284
56	гор. Коминтерна	4,18	4,166	2,048	1,703	40,871
57	пер. Юннатов	0,602	0,601	0,263	0,338	56,295
59	Гагарина, 26 (1)	0,748	0,747	0,439	0,308	41,244
60	Гагарина, 26 (2)	1,212	1,209	0,720	0,489	40,437
61	Гагарина, 26 (3)	0,903	0,901	0,504	0,397	44,069
63	Гагарина, 76	0,23	0,229	0,184	0,045	19,682
64	Дохтурова, 29	0,946	0,944	0,385	0,559	59,226
65	Николаева, 27 а, в	0,535	0,534	0,581	-0,047	-8,815
66	Стекло Колхозная	5,16	5,136	2,665	2,006	39,069

67	Нахимова, 18	8	7,964	3,622	3,783	47,492
68	Кловская, 27	1,9	1,898	0,692	1,185	62,468
69	Московский Большак, 12	0,082	0,082	0,036	0,036	44,196
	Хладокомбинат	1,72	1,717	0,487	1,150	66,967
	79 ЦИБ	10,2	10,175	2,800	6,918	67,987
72	Станционная, 1	2,58	2,553			
73	Сортировка БМК	15	14,730	9,158	5,057	34,331

Как видно из представленной таблицы только на одном источнике наблюдается дефицит тепловой мощности (Котельная №65 по ул. Николаева, 27а). На всех остальных источниках тепловой энергии наблюдается резерв тепловой мощности, и на большинстве из них присутствует возможность присоединения тепловой нагрузки потребителей от других источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха.

1.6.3 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и существующие возможности передачи тепловой энергии.

Детальный расчет гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю представлена в электронной модели системы теплоснабжения г. Смоленска на базе Графико-информационном расчетном комплексе «ТеплоЭксперт» для наладки тепловых и гидравлических режимов работы.

1.6.4 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.

Распределение объектов теплоэнергетики по территориям города не может и не должно быть равномерным. Всегда будут существовать районы - доноры и районы – получатели энергии, что связано в первую очередь с географией локализации потребителей.

Дефицит тепловой энергии - технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки.

Основные причины возникновения дефицита и снижения качества теплоснабжения:

1. Возникновение не покрываемых дефицитов или снижение нормативных резервов мощности может происходить при отказе теплоснабжающих организаций от выполнения инвестиционных обязательств, пересмотр ими своих планов в меньшую сторону. Понятно, что модернизация основного оборудования является необходимым и постоянным аспектом деятельности любой теплоэнергетической компании. Иначе износ и выбытие оборудования могут стать причиной снижения надежности теплоснабжения, причиной роста удельных издержек, а впоследствии – и причиной дефицита мощности. В этом же ряду причин и необходимость диверсификации структуры генерирующих мощностей.

2. Рост объемов теплопотребления.

Чтобы избежать нарастания дефицита мощности необходимо поддерживать равномерность объемов ежегодных вводов новых теплогенерирующих мощностей (в местах, где это необходимо) за счет привлечения частных инвестиции.

В системе теплоснабжения города Смоленска присутствует только один источник, на котором наблюдается дефицит тепловой мощности (Котельная №65 по ул. Николаева, 27а).

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

Возникновение существенных резервов тепловой мощности нетто связано в первую очередь с падением спроса на теплоту и, зачастую, с падением промышленного потребления тепловой энергии.

Возможность расширения технологических зон действия от Смоленской ТЭЦ – 2 и котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ – 2» представлена в таблице 1.6.5

Таблица 1.6.5

Наименование источника	Резерв тепловой мощности источника, Гкал/ч	Резерв в мощности, %	Расширение зоны теплоснабжения
Смоленская ТЭЦ - 2	124,8	16,68	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	54,44	30,01	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника

Возможность расширения технологических зон действия от источников тепловой энергии МУП «Смоленсктеплосеть» приведена ниже в Таблице 1.6.6.

Таблица 1.6.6

№ кот.	Наименование котельной	Резерв тепловой мощности источника, Гкал/ч	Резерв в мощности, %	Расширение зоны теплоснабжения
1	Нормандия-Неман, 1	3,800	39,770	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
2	Дорогобужская	1,632	34,189	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
4	Ак. Петрова	1,780	44,686	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
5	Нахимова, 5	1,877	39,263	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
6	2-й Краснофл.-1	1,463	45,936	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
7	Вяземская	4,091	51,335	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
8	Парковая 20	1,785	74,503	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника

12	Вишенки - РГ	7,828	70,049	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
13	Областная больница	5,355	95,710	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, т.к. источник работает только на больницу.
14	Гедеоновка	3,694	56,175	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
15	Кловка 1 (1)	5,698	73,426	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
16	Кловка 2	1,143	35,865	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
18	Гарабурды	4,958	43,931	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
19	Ситники 1	2,986	46,886	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
20	Ситники 2	2,317	36,426	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника

21	Ситники 3	11,772	50,308	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
23	Школа №19 Лукина	0,990	76,264	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
24	СШ №10 Гастелло	2,271	71,179	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
25	Баня №5	1,467	91,792	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, т.к. источник работает только баню.
26	1-я Горбольница	0,925	92,701	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, т.к. источник работает только на больницу.
27	Сан. Лесная школа	0,946	72,887	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, т.к. источник работает только на школу.
28	Школа Интернат Дубровенка	2,646	82,781	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, т.к. источник работает только на школу.

29	Школа №1 Эст. воспитания	1,190	74,465	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, т.к. источник работает только на школу.
30	Д/с №6 Красный Бор	1,478	92,409	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, т.к. источник работает только на д/с.
31	Дом ребенка	2,192	91,402	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, т.к. источник работает только на Дом ребенка.
32	Соболева ЖБИ	1,780	44,713	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
33	Гнездово Шк. №18	1,785	55,936	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, т.к. источник работает только на школу.
34	2-й Краснофлотский пер. 2	1,654	34,622	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
35	Лавочкина, 39	3,451	57,727	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия

				источника
36	Ситники - 4	6,330	63,485	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
37	Торфопредприятие	1,487	62,090	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
38	М. Краснофлотская, 33	1,873	39,161	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
39	Строгань Колодня	0,981	20,579	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, в связи с малым резервом мощности
40	Миловидово	2,423	60,717	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
41	Сакта 4 Красн. пер.	1,734	51,179	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
42	Лавочкина, 47/1	2,038	63,865	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
43	Ракитная	2,620	76,287	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия

				источника
44	Радищева	0,728	30,458	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
45	Николаева, 21 б	0,120	28,050	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
46	Гнездово	13,759	60,556	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
47	Николаева, 27 а	0,156	20,860	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, в связи с малым резервом мощности.
50	Мебельный комбинат	13,975	73,685	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
51	АТП - 5	2,219	77,210	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
52	Школа №13	1,056	81,976	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
53	Н.-Неман - 2	1,868	46,918	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия

				источника
54	З. Космодемьянской, 3	5,240	60,831	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
55	Краснинское шоссе, 3 б	2,288	43,284	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
56	гор. Коминтерна	1,703	40,871	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
57	пер. Юннатов	0,338	56,295	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
59	Гагарина, 26 (1)	0,308	41,244	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
60	Гагарина, 26 (2)	0,489	40,437	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
61	Гагарина, 26 (3)	0,397	44,069	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
63	Гагарина, 76	0,045	19,682	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, в связи с малым резервом

				мощности.
64	Дохтурова, 29	0,559	59,226	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
65	Николаева, 27 а, в	-0,047	-8,815	Отсутствует возможность расширения технологической зоны действия источника, в связи с дефицитом мощности.
66	Стекло Колхозная	2,006	39,069	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
67	Нахимова, 18	3,783	47,492	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
68	Кловская, 27	1,185	62,468	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
69	Московский Большак, 12	0,036	44,196	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
	Хладокомбинат	1,150	66,967	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника
	79 ЦИБ	6,918	67,987	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия

				источника
73	Сортировка БМК	5,057	34,331	Присутствует возможность расширения технологической зоны действия источника

Как видно из представленных таблиц на 13 источниках тепловой энергии расположенных в городе Смоленске отсутствует возможность расширения технологической зоны действия.

1.7 Балансы теплоносителя. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, а также в аварийных режимах систем теплоснабжения города Смоленска.

Смоленская ТЭЦ – 2

Для подпитки Смоленской ТЭЦ – 2 используется вода из реки Днепр, прошедшая систему химводоочистки.

Баланс водоподготовительных установок отражен в таблице 1.7.1.

Таблица 1.7.1

Источник	Производительность водоподготовительной установки, м ³ /ч	Наличие баков аккумуляторов	Фактическая максимальная подпитка, м ³ /ч	Нормативный расход подпиточной воды, м ³ /ч	Нормативная аварийная подпитка, м ³ /ч
Смоленская ТЭЦ - 2	232	2 бака - объемом по 200 м ³ и один бак объемом 300м ³	334	198,5	321,3

Установка подпитки теплосети обеспечивает ее подпитку в рабочем режиме химически очищенной водой, а в аварийном режиме – сырой водой. По данным эксплуатации Смоленской ТЭЦ – 2 качество умягченной воды для подпитки теплосети соответствует нормам. Установка по химической очистке воды готовит умягченную воду для подпитки теплосети по схеме: коагуляция с известкованием – осветление в механических фильтрах – натрий-катионирование. Расходы химически очищенной воды на подпитку теплосети представлены в таблице 1.7.2.

Таблица 1.7.2

Источник	Расход химочищенной воды за 2011 г. м ³ /ч		Расход химочищенной воды за 2012 г. м ³ /ч	
	отопительный период	летний период	отопительный период	летний период

Смоленская ТЭЦ - 2	226,5	157,3	230,9	152,9
-----------------------	-------	-------	-------	-------

На станции существуют следующие схемы типы водоподготовки:

- Очистка замазученных и замасленных стоков: флотация (механические и угольные фильтры) Проектная производительность – 100 т/ч.
- Обессоливание воды для восполнения потерь пара и конденсата. Проектная производительность 182 м³/ч.
- Установка для очистки конденсата, возвращаемого с мазутного хозяйства.
- Подпитка теплосети: коагуляция с известкованием – осветление в механических фильтрах – натрий-катионирование. Проектная производительность – 232 м³/ч.
- Установка нейтрализации обмывочных вод котлов и вод послекислотной промывки котлов.
- Установка для очистки производственного конденсата. Проектная производительность – 70 т/ч.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Баланс водоподготовительных установок отражен в таблице 1.7.3.

Таблица 1.7.3

Источник	Производительность водоподготовительной установки, м ³ /ч	Наличие баков аккумуляторов	Фактическая максимальная подпитка, м ³ /ч	Нормативный расход подпиточной воды, м ³ /ч	Нормативная аварийная подпитка, м ³ /ч
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ - 2"	100	-	41,8	28,5	98,31

Химводоочистка для подпитки тепловой сети работает по следующим схемам:

- механическая фильтрация в мехфильтрах;
- одноступенчатое Na-катионирование.

Котельная №1, ул. Н. Неман, 6**Таблица 1.7.4**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	3,3	3,3	3,3	3,3
Средневзвешенный срок службы	лет	37	38	1	2	3	4
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	3,3	3,3	3,3	3,3
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0,013	0,014	0,014	0,014
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,156	0,373	0,285	0,095	0,135	0,126

Котельная № 2, ул. Ак. Петрова, 9**Таблица 1.7.5**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	8	9
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,075	0,380	0,202	0,076	0,076	0,0665

Котельная № 4, ул. Ак.Петрова,4**Таблица 1.7.6**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	20	21	22	23	24	25
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0

Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,0585	0,2454	0,2581	0,0456	0,0479	0,0539

Котельная № 5, ул. Нахимова, 5**Таблица 1.7.7**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	5	6	7	8	9	10
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети.	тонн/ч	0,093	0,331	0,051	0,074	0,036	0,080

Котельная № 6, Краснофлотская – 1**Таблица 1.7.8**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	8	9
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,0363	0,137	0,044	0,067	0,025	0,0385

Котельная № 7, ул. 2-ая Вяземская, 5**Таблица 1.7.9**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	17	18	19	20	21	22
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,125	0,219	0,268	0,075	0,043	0,1115

Котельная № 8, ул. Парковая, 20**Таблица 1.7.10**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	8	9
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,0138	0,2157	0,0937	0,0366	0,0035	0,0149

Котельная № 12, пос. Вишенки**Таблица 1.7.11**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	10	11
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0

Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,1137	0,253	0,203	0,108	0,763	0,1142

Котельная № 13, Пр. Гагарина, 27**Таблица 1.7.12**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	демонтаж
Средневзвешенный срок службы	лет	20	21	22	23	24	
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	
Собственные нужды	тонн/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	

Котельная № 14, пос. Геденовка**Таблица 1.7.13**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	18	19	20	21	22	23
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,0996	0,2673	0,3025	0,0647	0,0722	0,0869

Котельная № 15, ул. Кловская, 44**Таблица 1.7.14**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	25	26	27	28	29	30
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0

Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,050	0,286	0,194	0,136	0,026	0,048

Котельная № 18, ул. Гарабурды, 11**Таблица 1.7.15**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	20	20	20	20	20	20
Средневзвешенный срок службы	лет	26	27	28	29	30	31
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	20	20	20	20	20	20
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,199	0,325	0,309	0,049	0,097	0,160

Котельная № 19, ул. М. Еременко, 22**Таблица 1.7.16**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1,5	1,5
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	0,6	1
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1,5	1,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,119	0,327	0,107	0,081	0,050	0,112

Котельная № 20, Ситники – 2**Таблица 1.7.17**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Средневзвешенный срок службы	лет	5	6	7	8	9	10

Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,110	0,311	0,103	0,062	0,077	0,103

Котельная № 21, Ситники – 3**Таблица 1.7.18**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	24	25	26	27	28	29
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,316	0,394	0,248	0,183	0,184	0,259

Котельная № 25, ул. 3-я Северная**Таблица 1.7.19**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	4	4	4	4	4	4
Средневзвешенный срок службы	лет	14	15	16	17	18	19
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	4	4	4	4	4	4
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0

Котельная № 26, ул. Фрунзе, 40

Зона действия источника тепловой энергии №	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8

Средневзвешенный срок службы	лет	14	15	16	17	18	19
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0

Котельная № 28, Нижняя Дубровка, 4**Таблица 1.7.20**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	6	6	6	6	6	6
Средневзвешенный срок службы	лет	18	19	20	21	22	23
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	6	6	6	6	6	6
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,013	0,051	0,031	0,031	0,009	0,013

Котельная № 31, Красный Бор**Таблица 1.7.21**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	2	2	2	2	2	2
Средневзвешенный срок службы	лет	14	15	16	17	18	19
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	2	2	2	2	2	2
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,005	0,019	0,001	0,001	0,001	0,008

Котельная № 32, ул. Соболева, 116**Таблица 1.7.22**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	10	11
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,069	0,223	0,248	0,067	0,052	0,062

Котельная № 33, ул. Рабочая, 4**Таблица 1.7.23**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	13	14	15	16	17	18
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,116	0,292	0,070	0,070	0,103	0,098

Котельная № 34, 2 Краснофлотский пер., 40**Таблица 1.7.24**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	11	12	13	14	15	16
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0	0	0	0	0	0

теплоносителя							
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,097	0,258	0,344	0,065	0,035	0,083

Котельная № 35, ул. Лавочкина, 39**Таблица 1.7.25**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Средневзвешенный срок службы	лет	1	2	3	4	5	6
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,054	0,174	0,096	0,044	0,038	0,049

Котельная № 36, ул. Лавочкина, 54б**Таблица 1.7.26**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	10	11	12	13	14	15
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,130	0,227	0,150	0,074	0,078	0,112

Котельная № 37, Красный Бор**Таблица 1.7.27**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	6	6	6	6	6	6
Средневзвешенный срок службы	лет	12	13	14	15	16	17

Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	6	6	6	6	6	6
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,039	0,094	0,019	0,019	0,006	0,035

Котельная № 38, ул. Мало-Краснофлотская, 3**Таблица 1.7.28**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	20	21	22	23	24	25
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,098	0,268	0,125	0,050	0,045	0,085

Котельная № 39, ул. Строгань, 5**Таблица 1.7.29**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	3
Средневзвешенный срок службы	лет	20	21	22	23	24	1
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	8	8	8	3
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,076	0,061	0,002	0,001	0,017	0,069

Котельная № 41, Краснофлотский пер., 4а**Таблица 1.7.30**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	8	9
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0	0	0	0	0	0

теплоносителя							
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,050	0,108	0,064	0,051	0,004	0,047

Котельная № 42, ул. Лавочкина, 47/1**Таблица 1.7.31**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1,5	1,5
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	1	2
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1,5	1,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,026	0,058	0,049	0,027	0,009	0,029

Котельная № 43, ул. Энергетиков, 1**Таблица 1.7.32**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	8	9
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,026	0,024	0,002	0,003	0,007	0,026

Котельная № 44, ул. Радищева, 14а**Таблица 1.7.33**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	8	9
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,043	0,099	0,052	0,041	0,027	0,047

Котельная № 45, ул. Николаева, 21б**Таблица 1.7.34**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	7	8	9	10	11	12
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,008	0,030	0,001	0,001	0,001	0,013

Котельная № 47, ул. Николаева, 27а**Таблица 1.7.35**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	7	8	9	10	11	12
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0	0	0	0	0	0

теплоносителя							
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,016	0,056	0,001	0,001	0,001	0,013

Котельная № 50, ул. Соболева, 113**Таблица 1.7.36**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	2,8	2,8	2,8	2,8
Средневзвешенный срок службы	лет	25	26	5	6	7	8
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	8	8	2,8	2,8	2,8	2,8
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0,004	0,004	0,004
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,145	0,252	0,236	0,110	0,054	0,111

Котельная № 51, ул. Белинского**Таблица 1.7.37**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Средневзвешенный срок службы	лет	1	2	3	4	5	6
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,034	0,074	0,055	0,044	0,015	0,031

Котельная № 52, ул. Революционная, 8**Таблица 1.7.38**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	10	11

Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0	0,0006	0,0007	0,0025	0,0087	0,0135

Котельная № 53, ул. Н.Неман, 1**Таблица 1.7.39**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Средневзвешенный срок службы	лет	7	8	9	10	11	12
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,046	0,109	0,070	0,047	0,009	0,047

Котельная № 54, ул. З.Космодемьянской, 3**Таблица 1.7.40**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	4	4	4	4	4	4
Средневзвешенный срок службы	лет	3	4	5	6	7	8
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	4	4	4	4	4	4
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,097	0,180	0,080	0,046	0,034	0,077

Котельная № 55, Краснинское шоссе, 3**Таблица 1.7.41**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	3
Средневзвешенный срок службы	лет	10	11	12	13	14	1
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1,5	1,5	1,5	1,5	0	3
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0,001
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,037	0,162	0,258	0,106	0,058	0,038

Котельная № 56, г.Коминтерна**Таблица 1.7.42**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	6	6	6	6	6	6
Средневзвешенный срок службы	лет	7	8	9	10	11	12
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	6	6	6	6	6	6
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,079	0,133	0,125	0,056	0,013	0,068

Котельная № 57, пер. Юнатов, 5**Таблица 1.7.43**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Средневзвешенный срок службы	лет	8	9	10	11	12	13
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0	0	0	0	0	0

теплоносителя							
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,007	0,008	0,008	0,008	0,008	0,005

Котельная № 59, пр. Гагарина, 26**Таблица 1.7.44**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Средневзвешенный срок службы	лет	8	9	10	11	12	13
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети,	тонн/ч	0,011	0,028	0,028	0,028	0,028	0,006

Котельная № 60, пр. Гагарина, 26**Таблица 1.7.45**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Средневзвешенный срок службы	лет	8	9	10	11	12	13
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,019	0,048	0,061	0,039	0,039	0,009

Котельная № 61, пр. Гагарина, 26**Таблица 1.7.46**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Средневзвешенный срок службы	лет	8	9	10	11	12	13

Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,014	0,025	0,025	0,025	0,025	0,010

Котельная № 63, пр. Гагарина, 76**Таблица 1.7.47**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1,2	1,2	1,2	1,2	2,2	2,2
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	1	2
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1,2	1,2	1,2	1,2	2,2	2,2
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,005	0,008	0,008	0,008	0,008	0,006

Котельная № 64 ул. Дохтурова, 29**Таблица 1.7.48**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	10	11
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,010	0,025	0,025	0,025	0,025	0,005

Котельная № 65 ул. Николаева, 27в**Таблица 1.7.49**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	8	9
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети,	тонн/ч	0,017	0,049	0,001	0,001	0,001	0,011

Котельная № 66, кот. «Стекло»**Таблица 1.7.50**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Средневзвешенный срок службы	лет	1	2	3	4	5	6
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,126	0,229	1,025	0,494	0,121	0,091

Котельная № 67, ул. Нахимова, 18**Таблица 1.7.51**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Средневзвешенный срок службы	лет	4	5	6	7	8	9
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0	0	0	0	0	0

теплоносителя							
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,106	0,217	0,132	0,132	0,069	0,151

Котельная № 68, ул. Кловская, 27**Таблица 1.7.52**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Средневзвешенный срок службы	лет	3	4	5	6	7	8
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,018	0,074	0,008	0,008	0,005	0,010

Котельная по ул. Станционная, 1**Таблица 1.7.53**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	-	-	-	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	1	2	3
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	-	-	-	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	-	-	-	0,004	0,004	0,004
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	-	-	-	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	-	-	0,031	0,051	0,050

Котельная по ул. Октября, 46 (Хладокомбинат)**Таблица 1.7.54**

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	-	1	1	1	1	1
Средневзвешенный срок службы	лет	-	1	2	3	4	5

Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	-	1	1	1	1	1
Потери располагаемой производительности	%	-	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	-	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	0	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	-	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	0,014	0,014	0,014	0,008	0,076

Котельная № ФГУП "79 ЦИБ" МО РФ

Таблица 1.7.55

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	-	-	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	28	29	30	31
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	-	-	8	8	8	8
Потери располагаемой производительности	%	-	-	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	-	-	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	0	0	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	-	-	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	-	0,024	0,479	0,239	0,073

Котельная Социалистическая (Сортировка)

Таблица 1.7.56

Зона действия источника тепловой энергии	ед. изм	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	-	-	-	-	5,6	5,6
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-	1	2
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	-	-	-	-	5,6	5,6
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	-	-	-	-	0,009	0,009
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	0	0
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	-	-	-	-	0	0
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	-	-	-	0,028	0,053

Годовые затраты и потери теплоносителя котельными МУП «Смоленсктеплосеть» представлены в таблице 1.7.57.

Таблица 1.7.57

№ кот	Наименование котельной	технологические затраты на воду, м ³		
		на разовое наполнение	на опрессовку	всего
1	Нормандия-Неман, 1	105,215	305,62	410,835
2	Дорогобужская	55,986	203,35	259,336
4	Ак. Петрова	45,368	103,21	148,578
5	Нахимова, 5	67,569	140,91	208,479
6	2-й Краснофл.-1	32,819	107,52	140,339
7	Вяземская	92,666	91,16	183,826
8	Парковая 20	13,513	41,39	54,903
12	Вишенки - РГ	94,597	177,72	272,317
13	Областная больница	-	-	-
14	Гедеоновка	75,292	115,98	191,272
15	Кловка 1 (1)	44,403	134,34	178,743
16	Кловка 2	45,368	134,41	179,778
18	Гарабурды	136,104	374,29	510,394
19	Ситники 1	93,632	167,87	261,502
20	Ситники 2	92,667	181,72	274,387
21	Ситники 3	219,118	623,62	842,738
23	Школа №19 Лукина	12,548	22,05	34,598
24	СШ №10 Гастелло	29,924	80,35	110,274
25	Баня №5	-	-	-
26	1-я Горбольница	-	-	-
27	Сан. Лесная школа	12,548	15,2	27,748
28	Школа Интернат Дубровенка	10,618	35,58	46,198
29	Школа №1 Эст. воспитания	12,549	32,2	44,749
30	Д/с №6 Красный Бор	10,618	27,25	37,868
31	Дом ребенка	3,959	10,4	14,359
32	Соболева ЖБИ	51,16	61,5	112,66
33	Гнездово Шк. №18	82,049	205,56	287,609
34	2-й Краснофлотский пер. 2	69,5	238,71	308,21
35	Лавочкина, 39	41,507	108,8	150,307
36	Ситники - 4	92,666	305,88	398,546
37	Торфопредприятие	29,924	80,32	110,244
38	М. Краснофлотская, 33	70,465	26,24	96,705
39	Строгань Колодня	80,175	231,86	312,035
40	Миловидово	95,562	232,24	327,802
41	Сакта 4 Красн. пер.	39,576	123,01	162,586
42	Лавочкина, 47/1	25,097	75,81	100,907

43	Ракитная	12,868	62,75	75,618
44	Радищева	39,576	126,52	166,096
45	Николаева, 21 б	11,583	12,5	24,083
46	Гнездово	397,9	679,66	1077,56
47	Николаева, 27 а	11,583	37,21	48,793
50	Мебельный комбинат	93,632	261,82	355,452
51	АТП - 5	27,993	70,71	98,703
52	Школа №13	4,949	14,89	19,839
53	Н.-Неман - 2	40,541	132,86	173,401
54	З. Космодемьянской, 3	67,569	247,28	314,849
55	Краснинское шоссе, 3 б	33,784	128,21	161,994
56	гор. Коминтерна	63,708	92,94	156,648
57	пер. Юннатов	7,722	16,46	24,182
59	Гагарина, 26 (1)	7,722	27,24	34,962
60	Гагарина, 26 (2)	12,549	44,78	57,329
61	Гагарина, 26 (3)	11,583	32,47	44,053
62	Гагарина 74	0		0
63	Гагарина, 76	4,826	11,5	16,326
64	Дохтурова, 29	7,722	24,39	32,112
65	Николаева, 27 а, в	12,548	24,39	36,938
66	Стекло Колхозная	83,014	238,87	321,884
67	Нахимова, 18	123,272	87,33	210,602
68	Кловская, 27	17,896	40,94	58,836
69	Московский Большак, 12	1,136	2,71	3,846
	Хладокомбинат	61,815	16,54	78,355
	79 ЦИБ	77,556	203,67	281,226
72	Станционная, 1	40,116	96,88	136,996
73	Сортировка БМК	304,219	712,353	1016,57

Фактическое потребление теплоносителя котельными МУП «Смоленсктеплосети» за 2013 год представлено в таблице 1.7.58.

Таблица 1.7.58

№ котельной	Наименование котельной	Теплоноситель, м3/год	
		собств. нужды	в т. ч. хоз.нужды
1	Нормандия-Неман, 1	2016,091	448,652
2	Дорогобужская	1272,032	445,22
4	Ак. Петрова	1406,247	405,395
5	Нахимова, 5	1240,8791	423,685
6	2-й Краснофл.-1	1172,1721	474,046
7	Вяземская	2079,4954	463,065
8	Парковая 20	635,2787	271,284
12	Вишенки - РГ	1928,8183	419,808
13	Областная больница	2504,674	711,737
14	Гедеоновка	2422,8798	448,652
15	Кловка 1 (1)	1415,2847	434,221
16	Кловка 2	976,4022	347,725
18	Гарабурды	2858,0686	470,262
19	Ситники 1	1360,2418	419,808
20	Ситники 2	1385,3133	405,395
21	Ситники 3	2938,4422	486,789
23	Школа №19 Лукина	766,5882	352,846
24	СШ №10 Гастелло	881,5486	352,846
25	Баня №5	1616,602	419,901
26	1-я Горбольница	1755,472	441,436
27	Сан. Лесная школа	54,2212	-
28	Школа Интернат Дубровенка	955,1482	405,395
29	Школа №1 Эст. воспитания	73,3711	-
30	Д/с №6 Красный Бор	36,8092	-
31	Дом ребенка	31,0411	-
32	Соболева ЖБИ	1535,189	477,477
33	Гнездово Шк. №18	1541,6211	261,137
34	2-й Краснофлотский пер. 2	2103,783	405,395
35	Лавочкина, 39	1097,5523	390,982
36	Ситники - 4	1962,3724	441,436
37	Торфопредприятие	1015,6526	390,982
38	М. Краснофлотская, 33	1772,4625	369,558
39	Строгань Колодня	2269,6395	753,788
40	Миловидово	1036,5808	234,779
41	Сакта 4 Красн. пер.	1041,8534	390,982
42	Лавочкина, 47/1	922,1513	376,569

43	Ракитная	916,9012	376,569
44	Радищева	1012,1264	376,569
45	Николаева, 21 б	53,2367	-
46	Гнездово	2724,213	300,846
47	Николаева, 27 а	69,4387	-
50	Мебельный комбинат	1833,5218	463,065
51	АТП - 5	1002,9187	361,137
52	Школа №13	1004,5331	476,569
53	Н.-Неман - 2	1122,5229	390,982
54	З. Космодемьянской, 3	1393,7401	448,652
55	Краснинское шоссе, 3 б	1664,1136	654,067
56	гор. Коминтерна	1325,2962	390,982
57	пер. Юнатов	30,9128	-
59	Гагарина, 26 (1)	42,0308	-
60	Гагарина, 26 (2)	65,7491	-
61	Гагарина, 26 (3)	57,6677	-
63	Гагарина, 76	50,0994	-
64	Дохтурова, 29	36,8218	-
65	Николаева, 27 а, в	56,4292	-
66	Стекло Колхозная	499,2846	-
67	Нахимова, 18	1555,88	419,81
68	Кловская, 27	88,475	0
69	Московский Большак, 12	8,111	-
	Хладокомбинат	306,597	0
	79 ЦИБ	3592,017	349,803
72	Станционная, 1	349,72	-
73	Сортировка БМК	1065,933	-

Средний расход теплоносителя на собственные нужды у котельных МУП «Смоленсктеплосеть» составляет 1143 м³/год.

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

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

Смоленская ТЭЦ- 2

Топливные балансы Смоленской ТЭЦ - 2 представлены в таблице 1.8.1 и на диаграмме 1.8.1 приведенных ниже.

В качестве основного топлива Смоленской ТЭЦ - 2 используется природный газ Уренгойского месторождения (калорийность – 7980-8120 ккал/м³). Газ поступает по магистральному газопроводу Ду = 400 мм.

Потребление природного газа Смоленской ТЭЦ-2 с динамикой за пять лет представлено в таблице 1.8.1.

Таблица 1.8.1

Смоленская ТЭЦ - 2	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Природный газ, тыс. м ³	622 686	577 065	545 548	529 161	525 988

Потребление топлива Смоленской ТЭЦ-2 за 2008-2012 года представлено на диаграмме 1.8.1.



На представленной диаграмме видно, что за последние пять лет потребление природного газа уменьшились. В 2009 году уменьшение, по сравнению с предыдущем годом, составило 7,3%, в 2010 уменьшение было на 5,4%, в 2011 тенденция продолжилась и потребление природного газа уменьшилось на 3 %, в 2012 году данный показатель составил 5,99%. И так потребление природного газа на Смоленской ТЭЦ-2 с 2008 по 2012 уменьшилось на 96698 тыс. м³, в процентном соотношении на 15,53%. За 5 лет потребление сократилось практически в 1,2 раза.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

Основным топливом источника является природный газ. Газ поступает в котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2». Количество использованного основного топлива за 2012 год представлено в таблице 1.8.2.

Таблица 1.8.2

Наименование источника	2012 год	
	Условное топливо: природный газ, т.у.т.	Затрачено топлива, природный газ, тыс. м3
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ - 2"	61809,9	54219,2

Топливные балансы источников тепловой энергии МУП «Смоленсктеплосеть» представлены в таблице 1.8.3 и на диаграмме 1.8.2 приведенные ниже.

В качестве основного топлива на источниках тепловой энергии МУП «Смоленсктеплосети» используется природный газ.

Потребление природного газа с динамикой за пять лет представлено в таблице 1.8.3.

Таблица 1.8.3

№ п/п	№ кот	Наименование котельной	2009		2010		2011		2012		2013	
			Усло- вное топливо: прир.газ, т.у.т.	Затра- чено топлива, прир. газ, тыс. м3	Усло- вное топливо: прир.газ, т.у.т.	Затра- чено топлива, прир. газ, тыс. м3	Усло- вное топливо: прир.газ, т.у.т.	Затра- чено топлива, прир. газ, тыс. м3	Усло- вное топливо: прир.газ, т.у.т.	Затра- чено топлива, прир. газ, тыс. м3	Усло- вное топливо: прир.газ, т.у.т.	Топливо, прир. газ, тыс. м3
1	1	Нормандия-Неман, 1	3138,907	2740,064	3167,598	2763,278	2841,292	2483,43	2937,579	2555,262	3414,526	2995,198
2	2	Дорогобужская	1724,433	1505,27	1719,474	1500,588	1568,344	1370,81	1620,776	1409,958	1752,351	1537,15
3	4	Ак. Петрова	1298,037	1133,189	1292,168	1127,629	1207,011	1054,987	1332,655	1159,266	1166,326	1023,093
4	5	Нахимова, 5	1238,317	1082,288	1330,77	1162,589	1154,129	1008,766	1222,557	1064,998	1348,904	1183,25
5	6	2-й Краснофл.-1	1058,513	924,185	1047,79	914,46	1039,79	908,828	1058,388	920,762	1128,239	989,6832
6	7	Вяземская	2026,251	1768,009	2151,116	1877,146	1906,628	1666,487	1974,954	1717,732	2335,205	2048,425
7	8	Парковая 20	334,9259	292,599	344,2244	300,661	298,8561	261,215	309,3195	269,399	327,7105	287,4654
8	9	Багратиона, 9	75,11196	65,032	-	-	-	-	-	-	-	-
9	10	Баня №4	747,7809	651,76	859,3134	748,963	346,3717	302,746	-	-	-	-
10	12	Вишенки - РГ	1718,077	1499,904	1673,876	1460,745	1605,381	1403,182	1551,608	1349,712	1701,138	1492,226
11	13	Областная больница	310,9968	270,788	307,064	267,261	311,4666	271,952	385,1348	335,936	254,9737	223,6612
12	14	Гедеоновка	1605,819	1402,095	1561,128	1362,691	1427,126	1247,379	1465,939	1275,188	1514,642	1328,633
13	15	Кловка 1 (1)	1363,739	1189,967	1291,405	1126,658	1195,02	1044,507	1162,759	1011,447	1209,272	1060,765
14	16	Кловка 2	672,7334	586,54	597,8353	521,26	544,8856	476,257	586,5092	510,207	1301,724	1141,863
15	18	Гарабурды	3199,335	2793,312	3216,861	2807,362	3168,498	2769,424	3341,227	2906,349	3407,437	2988,98
16	19	Ситники 1	2134,536	1862,601	2154,96	1879,384	1928,22	1685,36	1955,658	1700,394	2149,402	1885,441
17	20	Ситники 2	2586,027	2256,803	2610,001	2276,825	2399,648	2097,411	2392,961	2081,176	2488,384	2182,793
18	21	Ситники 3	6060,459	5290,307	6581,564	5744,073	5764,084	5038,095	5843,915	5082,959	5908,113	5182,555
19	23	Школа №19 Лукина	156,8585	137,073	161,7189	141,284	140,357	122,679	166,1796	144,73	158,0796	138,6663
20	24	СШ №10 Гастелло	373,155	326,132	380,9918	332,837	342,2323	299,128	370,1171	322,4	422,6711	370,7641
21	25	Баня №5	214,9615	187,421	194,4375	169,488	192,7225	168,449	203,2497	176,576	141,7071	124,3045

22	26	1-я Горбольница	105,4913	91,915	105,1896	90,986	107,302	93,689	122,1241	106,513	90,73382	79,59107
23	27	Сан. Лесная школа	178,6222	156,027	201,6043	167,2	184,2066	160,837	221,7416	193,429	218,5341	191,6966
24	28	Школа Интернат Дубровенка	333,8195	291,64	317,4229	277,453	280,9486	245,563	309,3277	269,255	304,5706	267,1672
25	29	Школа №1 Эст. воспитания	170,1615	148,757	171,8019	150,266	138,3326	120,973	169,3809	147,72	146,7318	128,7121
26	30	Д/с №6 Красный Бор	68,87145	60,13	73,48895	61,185	60,10534	52,48	104,7063	91,366	78,96995	69,27189
27	31	Дом ребенка	98,93095	86,363	106,8346	93,345	93,27094	81,438	117,621	102,523	133,0371	116,6992
28	32	Соболева ЖБИ	1297,294	1132,042	1301,818	1135,858	1141,009	997,298	1137,832	989,674	1142,572	1002,256
29	33	Гнездово Шк. №18	560,7224	490,155	564,6132	493,817	488,063	426,815	569,0628	496,291	650,6696	570,7628
30	34	2-й Краснофлотский пер. 2	1868,05	1630,52	1816,06	1584,562	1730,888	1512,882	1706,121	1484,012	1779,164	1560,67
31	35	Лавочкина, 39	1401,662	1223,34	1317,256	1149,323	1191,745	1041,644	1275,452	1108,942	1292,035	1133,364
32	36	Ситники - 4	2279,696	1990,488	2298,311	2005,972	2050,983	1792,661	2160,808	1880,236	1807,164	1585,231
33	37	Торфопредприятие	351,4537	307,235	358,0722	313,214	290,377	253,937	305,3432	266,296	453,7427	398,0199
34	38	М. Краснофлотская, 33	831,5905	726,74	875,0192	764,433	762,4351	666,406	822,3231	716,404	1488,599	1305,788
35	39	Строгань Колодня	1858,742	1622,859	2053,777	1792,549	1942,796	1698,1	2003,392	1742,579	2383,8	2091,052
36	40	Миловидово	613,9139	536,566	643,0025	561,746	589,366	515,135	571,1564	497,483	775,9026	680,6163
37	41	Сакта 4 Красн. пер.	739,185	645,48	743,321	648,768	677,8838	592,504	694,8528	604,669	863,7354	757,6626
38	42	Лавочкина, 47/1	624,0714	544,928	581,8806	507,981	573,5808	501,338	589,4954	512,966	675,7925	592,8005
39	43	Ракитная	344,7406	301,199	351,7875	307,662	326,8043	285,793	391,7441	341,613	403,2553	353,7327
40	44	Радищева	783,7764	684,31	774,9007	676,413	705,3354	616,498	782,1437	680,676	914,2596	801,9821
41	45	Николаева, 21 б	285,2036	248,552	161,0152	140,513	155,0667	135,536	150,7488	131,119	161,084	141,3017
42	46	Гнездово	4920,238	4296,524	4610,869	4031	4091,372	3577,938	4433,669	3866,128	4533,232	3941,941
43	47	Николаева, 27 а	294,5056	256,932	261,8276	228,476	257,3584	224,944	256,6666	223,239	293,7377	257,6646
44	50	Мебельный комбинат	2129,946	1859,723	1835,912	1603,061	2008,191	1755,258	2137,634	1860,009	2236,047	1961,445
45	51	АТП - 5	284,2273	248,388	283,2326	247,435	311,305	272,096	312,745	272,412	266,0552	235,76
46	52	Школа №13	125,6279	109,762	129,5654	105,956	110,8524	96,789	143,5604	125,2	90,57284	79,44986
47	53	Н.-Неман - 2	1188,084	1036,899	1235,382	1077,907	1076,262	940,706	1069,368	930,123	1199,579	1052,262
48	54	З. Космодемьянской, 3	1561,213	1362,898	1652,205	1441,631	1417,665	1239,109	1421,872	1236,955	1631,883	1446,063
49	55	Краснинское шоссе, 3 б	999,6927	872,602	1497,845	1306,501	876,4287	766,042	809,2837	704,613	942,9092	827,1133

50	56	гор. Коминтерна	1373,908	1198,781	1140,461	995,583	856,6849	748,785	793,223	690,521	1044,774	916,4684
51	57	пер. Юннатов	140,8191	122,904	138,7351	121,042	132,5097	115,82	136,3785	118,617	138,5408	121,527
52	59	Гагарина, 26 (1)	236,1104	206,092	222,6618	194,292	202,9279	177,369	218,9451	190,454	208,6783	183,0512
53	60	Гагарина, 26 (2)	307,6164	268,484	448,8911	391,278	276,1732	241,389	294,7597	256,393	350,7175	307,647
54	61	Гагарина, 26 (3)	250,2499	218,462	249,1704	217,396	243,7711	213,068	252,1961	219,373	260,4659	230,5008
55	62	Гагарина 74	178,2739	155,642	171,5597	149,703	163,2882	142,722	55,56725	48,488	-	-
56	63	Гагарина, 76	100,1613	87,39	92,35949	80,574	85,10045	74,382	86,48619	75,237	94,20929	82,63973
57	64	Дохтурова, 29	179,4028	156,588	176,6066	154,101	177,8469	155,447	169,6293	147,579	190,6412	167,2292
58	65	Николаева, 27 а, в	180,5125	157,605	186,879	163,161	167,9138	146,765	180,8636	157,31	297,9152	263,9922
59	66	Стекло Колхозная	1409,849	1230,461	1347,286	1175,338	1182,033	1033,155	1281,763	1114,524	1408,349	1247,983
60	67	Нахимова, 18	2098,892	1832,039	2094,537	1827,742	1958,116	1711,49	1965,695	1709,634	2148,232	1884,414
61	68	Кловская, 27	387,1307	337,947	275,3516	240,282	270,9561	236,829	307,2502	267,166	333,5086	292,5514
62	69	Московский Большак, 12	37,16463	32,434	31,39186	27,426	23,0765	20,17	24,8785	21,667	15,32454	13,44258
63		Хладокомбинат	110,4542	96,452	381,9263	333,596	379,4751	331,68	377,2484	328,29	237,8576	206,8327
64		79 ЦИБ	-	-	524,0348	457,289	1444,249	1263,007	1591,475	1387,868	1753,44	1538,105
65	72	Станционная, 1	-	-	1262,171	1101,983	738,1138	645,148	844,1098	734,962	931,6628	817,2481
66	73	Сортировка БМК	-	-	-	-	751,5364	656,88	5017,015	4364,78	5123,792	4494,555
		Всего:	65884,37	57514,46	67712,33	59081,18	62075,77	54259,61	68269,14	59409,76	73627,28	64583,18

Суммарное потребление топлива котельными МУП «Смоленсктеплосеть» за 2009-2013 года представлено на диаграмме 1.8.2.

Диаграмма 1.8.2



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

В данном разделе представлено описание видов резервного и аварийного топлива, возможности обеспечения в соответствии с нормативными требованиями и дана краткая характеристика основных показателей используемого топлива.

Показатели топочного мазута:

Индекс вязкости. Разделяется на маловязкий, высоковязкий топочный мазут с высоким содержанием смолистых компонентов, парафина. От вязкости в первую очередь зависят эксплуатационные свойства топочного мазута, определяется способность перекачки, слива, транспортировки, сжигания. Условная вязкость определяется в зависимости от отношения времени вытекания 200 мл испытуемого продукта из вискозиметра, в сравнении со временем вытекания 200 мл дистиллированной жидкости при 20°C. В соответствии с полученными показателями определяются единицы условной вязкости ВУ.

Содержание серы. Топочный мазут делится на семь видов. Малосернистое топливо это I, II виды содержат до 1% серы в составе. Коэффициент содержания серы в высокосернистом топочном мазуте от 1% до 3,5%.

Температура застывания. Определяется в зависимости от вязкости. Топочный мазут наиболее вязких сортов имеет температуру застывания от 25градусов Цельсия. Потому перед использованием требуют предварительного подогрева до 60—70°С.

Зольность. По количеству отложения золы на теплоагрегатах топочный мазут в 2-4раза превышает уровень зольности нефти. Присутствующие в золе щелочные, щелочноземельные металлы, ванадий, снижают температуру размягчения, что становится причиной образования минеральных отложений на поверхности нагрева, а как следствие, снижения экономичности, теплопроизводительности котлоагрегата.

Плотность. Топочный мазут имеет мало отличий от воды, измеряется в пределах 900-1050кг/м3. По причине высокой схожести плотности воды и мазута, отделение жидкостей посредством отстоя практически невозможно.

Температура вспышки. Колеблется в диапазоне 60-120 градусов Цельсия в закрытом тигле. Во избежание случайного возгорания температура разогрева должна быть минимум на 10 °С ниже температуры вспышки.

Смоленская ТЭЦ-2

Резервным топливом на источнике является высокосернистый мазут марки М-100 (калорийность - 9000-9500 ккал/кг). Поставщиком мазута является Московские нефтеперегонные заводы.

Потребление резервного топлива на Смоленской ТЭЦ-2 за 2008-2012 года представлено в таблице 1.8.4.

Таблица 1.8.4

Смоленская ТЭЦ - 2	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Мазут, тыс. тонн	0,153	0	0,010	3,752	0,093

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

Резервным топливом на источнике является топочный мазут (калорийность - 9682 ккал).

Потребление резервного топлива котельной за 2012 год представлено в таблице 1.8.5.

Таблица 1.8.5

Наименование источника	2012 год	
	Условное топливо: топочный мазут, т.у.т.	Затрачено топлива, топочный мазут, тонн
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ - 2"	13,8	10,07

В связи с особенностями установленного оборудования на источниках МУП «Смоленсктеплосеть» резервное и аварийное топливо не используется.

1.8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.

На Смоленскую ТЭЦ-2 газ поступает от ОАО «Газпром» филиал ООО «Газпромтрансгаз Санкт – Петербург» - Смоленское ЛПУМГ от газопровода Смоленск-Брянск.

Ниже представлена таблица в которой содержится информация о калорийности газа, поступающего на Смоленскую ТЭЦ-2 за последние 3 года. Калорийность газа - это основной показатель качества, который естественным образом влияет на его эффективность.

Учет калорийности позволят, экономить деньги государственных бюджетов и потребителей.

Таблица 1.8.6

Источник поступления топлива	Калорийность газа (низшая теплота сгорания) ккал/нм ³		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
ОАО «Газпром» филиал ООО «Газпромтрансгаз Санкт – Петербург» - Смоленское ЛПУМГ	8008	8035	8108

На котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2» газ поступает от ООО «Смоленск Облгаз». Низшая теплота сгорания газа – 8159 ккал.

Характеристика топочного мазута:

Плотность мазута – емкость №1 – 0,9734 т/м³, емкость №2 – 0,9629 т/м³, емкость №3 – 0,9609 т/м³, емкость №4 – 0,932 т/м³ (данные за 2013 год).

Низшая теплота сгорания – 9682 ккал.

1.8.4 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.

Проблемы с поставкой топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха на Смоленской ТЭЦ – 2 и в котельном цеху ПП «Смоленская ТЭЦ – 2» – отсутствуют.

На источниках МУП «Смоленсктеплосеть» поставка топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха не производится, ввиду отсутствия резервного топлива и использовании природного газа в качестве основного топлива.

1.9 Надежность теплоснабжения города Смоленска.

1.9.1 Общие положения

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 СНиП 41.02.2003 «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].

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

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

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 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 K_g 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

1.9.2 Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей

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, ремонтпригодность 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;

Ремонтпригодность – 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;

Дефект – по ГОСТ 15467;

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 системы теплоснабжения – 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).

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термин «повреждение» будет употребляться только в отношении событий, к которым 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.

Мы также не будем употреблять термин «авария», так как это характеристика

«тяжести» отказа и возможных последствия его устранения. Все упомянутые в этом абзаце термины устанавливаются лишь градацию (шкалу) отказов.

Методика расчета надежности теплоснабжения

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 (пункт «6.28») для:

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

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

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.
2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.
3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.
4. На основе обработки данных по отказам и восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

λ_0 -средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков 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 λ каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ 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 все системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-t \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t}$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке

$$\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n \text{ [1/час], где}$$

L_i - 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:

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

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 $\lambda(t) = \lambda_0 = Const$. λ_0 это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

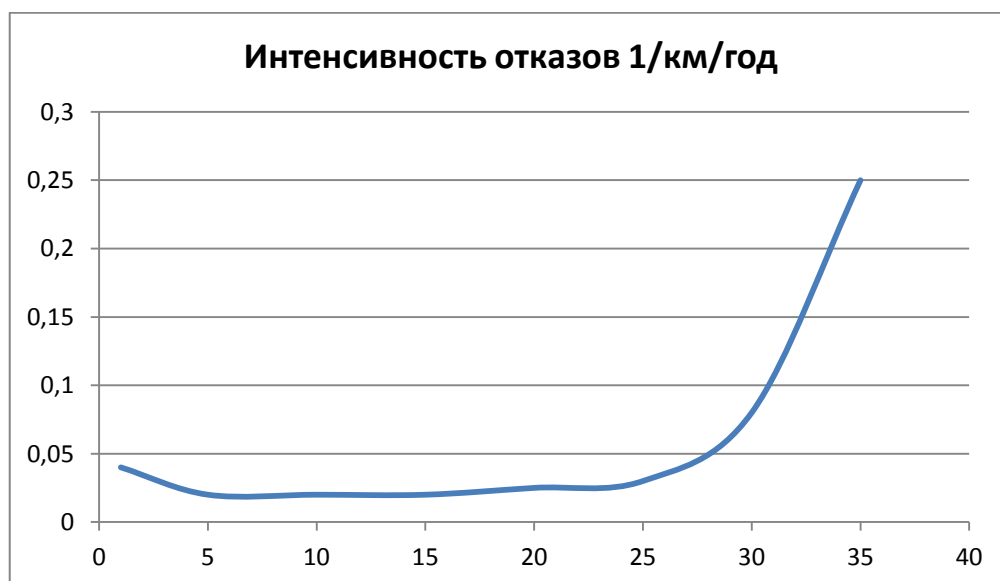
Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\alpha = \begin{cases} 0.8 & \text{при } 0 < \tau \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau \leq 17 \\ 0.5e^{\left(\frac{\tau}{20}\right)} & \text{при } \tau > 17 \end{cases}$$

На рис. 2.2.1.1 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.

Диаграмма 1.9.1



5. 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».

6. 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:

$$t_B = t_H + \frac{Q_0}{q_0} + \frac{t'_B - t_H - \frac{Q_0}{q_0}}{\exp(z/\beta)}, \text{ где}$$

t_B - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;

z - время отсчитываемое после начала исходного события, ч;

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

t_H - температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С;

Q_0 - подача теплоты в помещение, Дж/ч;

q_0V - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С);

β - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом задании до +12°С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\frac{Q_0}{q_0V} = 0$ имеет следующий вид:

$$z = \beta * \ln \frac{(t_B - t_H)}{(t_{B,a} - t_H)}, \text{ где}$$

$t_{B,a}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 0С для жилых зданий);

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного Воздуха.

7. 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.

8. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используются данные¹ указанные в таблице 1.9.1.

Таблица 1.9.1

Диаметр труб d, м	80	100	125	150	175	200	250	300	350	400	500	600	700	800	10000
Среднее время восстановления зр, ч	9,5	10,0	10,8	11,3	11,9	12,5	13,8	15,0	16,3	17,5	20,0	22,0	25,0	28,3	35,0

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

- по уравнению 2.5 вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 2.4 вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляется поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12 град Ц.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p}\right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{оп}}$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{i=N} \bar{z}_{i,j}$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента:

$$P_i = \exp(-\bar{\omega}_i)$$

Расчет надежности теплоснабжения для резервируемых участков тепловой сети

В системах теплоснабжения одним из самых распространенных способов повышения надежности является резервирование участков, суммы участков, целых магистральных выводов или насосных агрегатов, секционирующих задвижек и т.д. А наиболее часто применяемым способом расчета систем теплоснабжения с резервированием – приведение реальной системы теплоснабжения к эквивалентной модели параллельных или последовательно-параллельных соединений участков тепловой сети. Этот метод, конечно, является не единственным, но значительно более простым чем, например, «метод минимальных путей - минимальных сечений».

Однако, в любом случае, прежде чем решать задачу эквивалентирования схемы необходимо выполнить структурный анализ тепловой сети, который заключается в том, чтобы определить весь набор путей передачи теплоносителя от источника тепловой мощности к потребителю (узлу «сброса» (иногда «стока») тепловой нагрузки). Выявленные пути и их совместное рассмотрение позволяют свести схему к параллельному или последовательно параллельному соединению участков тепловой сети.

Все эти приемы и методы хорошо известны и широко применяются при структурном анализе сложных схем электрических сетей и неоднократно апробированы при анализе надежности схем теплоснабжения. Алгоритм решения задачи расчета надежности резервированных тепловых сетей сводится к следующим простым шагам и вычислениям.

Шаг 1. Выделяется потребитель, относительно которого выполняется расчет надежности вероятности безотказной работы теплоснабжения

Шаг 2. Выполняется структурный анализ тепловой сети, позволяющий выделить все пути, по которым можно осуществить передачу теплоносителя от источника до выделенного потребителя. В некоторых специализированных программных комплексах эта процедура осуществляется автоматически, что значительно сокращает время на структурный анализ тепловой сети.

Шаг 3. Составляется эквивалентная схема путей для расчета надежности теплоснабжения. Она будет состоять из параллельно-последовательных или последовательно-параллельных участков тепловой сети (в смысле надежности).

Шаг 4. Для всех последовательных участков пути, также как для не резервированных участков, рассчитывается их вероятность безотказной работы, в соответствии с методом, приведенным в разделе 2.2.1. По результатам расчетов определяются:

- вероятность безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$P_{ej} = \prod_{i=1}^n P_i$$

- вероятность отказа эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$g_{ej} = 1 - \prod_{i=1}^n P_i$$

- параметр потока отказов эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\overline{\omega}_{ej} = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} z_{i,k}$$

- среднее время безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\overline{T}_{бр,ej} = 1/\overline{\omega}_{ej}$$

- среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\overline{T_{bc,ej}} = g_{ej} / \overline{\omega_{ej}}$$

при этом

$$g_{ej} = \lambda_{ej} \times \overline{T_{bc,ej}}$$

Шаг 5. После сведения всех показателей надежности резервированных участков пути к эквивалентным значениям рассчитываются показатели надежности параллельных соединений участков пути, состоящих из эквивалентных последовательных:

- вероятность безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

$$P_{ek} = 1 - \prod_{j=1}^m g_{ej}$$

- вероятность отказа эквивалентного резервированного k -того пути

$$g_{ek} = \sum g_{ei}$$

- параметр потока отказов эквивалентного резервированного k -того пути

$$\overline{\omega_{ek}} = \sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \overline{T_{ej}}$$

- среднее время безотказной работы эквивалентного резервированного k

$$\overline{T_{бр.ек}} = \left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \overline{T_{ej}} \right]^{-1}$$

- среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного резервированного k -того пути

$$\overline{T_{ек}} = \frac{\prod_{j=1}^m \omega_{ej} \overline{T_{ej}}}{\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \overline{T_{ej}}}$$

Шаг 6. Процедура расчета повторяется для последовательных (в смысле надежности) эквивалентных путей.

Оценка недоотпуска тепла потребителям

Выполнив оценку вероятности безотказной работы каждого магистрального теплопровода, легко определить средний (как вероятностную меру) недоотпуск тепла для каждого потребителя, присоединенного к этому магистральному теплопроводу.

Вычислив вероятность безотказной работы теплопровода относительно выбранного потребителя и, соответственно, вероятность отказа теплопровода относительно выбранного потребителя недоотпуск рассчитывается как

$$\Delta Q = \overline{Q_{пр}} \times T_{он} \times g_{mn}$$

Q_{np} - среднегодовая тепловая мощность теплотребляющих установок потребителя (либо, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

T_{on} - продолжительность отопительного периода, час;

g_{mn} - вероятность отказа теплопровода.

1.9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей

Общие положения

Вероятности безотказной работы на не резервируемых участках тепловой сети в модели первого уровня рассчитываются относительно тепловых камер, в которых к магистральным теплопроводам присоединены ответвления, обеспечивающие передачу тепловой энергии от магистрального теплопровода в городской район (микрорайон, планировочный квартал, кадастровый квартал).

Вероятности безотказной работы рассчитываются для всех магистральных теплопроводов, как не резервируемых.

В данном разделе произведен расчет ВБР для магистрального теплопровода и тепловых сетей котельных, у которых срок эксплуатации более 45 лет и протяженность превышает 500м.

Вероятности безотказной работы не резервируемых магистральных теплопроводов тепловой сети

Смоленская ТЭЦ-2

Магистральный теплопровод начинается от камеры вывод Смоленской ТЭЦ-2 и закачивается камерой 3.6Н8.

В таблице 1.9.2 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.2

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТЭЦ-2	НО1	325	277	1972	41	0
2	ТЭЦ-2	НО2	108	9	1972	41	0,98732915
3	НО1	3.4к15	426	1152	1972	41	0
4	ЗВТК2	ЗВТК3	325	1152	1997	16	0,02199314
5	ЗВТК3	3.4к37	159	124	1997	16	0,97859637
6	3.4к 37	3.4 к32	53	115,5	1997	16	0,99376238
7	ЗВНО4	3.4 к23	273	51,5	1997	16	0,99361261
8	НО5	3.5к83	273	1232	1967	46	0
9	НО1	3к7.02	219	100	1985	28	0,89822449
10	3к7.02	3.6кН1	273	903,3	1994	19	0,04489069
11	3.6кН1	3.6Н4	108	390	1994	19	0,79543500
12	3.6кН4	3.6 Н8	273	10	1994	19	0,99961971

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Магистральный теплопровод начинается от котельного цеха ПП «Смоленской ТЭЦ-2» и закачивается камерой ТК№1.

В таблице 1.9.3 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.3

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	КЦ	ТК2	400	150	1989	24	0,885621828
2	ТК№2	ТК№3	800	839	1989	24	0,000500365
3	ТК№3	ТК№4	700	318	1989	24	0,384678068
4	ТК№4	ТК№5	400	393	1989	24	0,434401498
5	ТК№5	ТК№6	500	625	1989	24	0,071649821
6	ТК№6	ТК№7	700	2325	1989	24	0
7	ТК№7	ТК№8	700	50	1989	24	0,976658485
8	ТК№8	ТК№1	700	119	2004	9	0,971660329

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику.

Котельная №1

Теплопровод начинается от котельной №1 и закачивается условным потребителем «Детский сад».

В таблице 1.9.4 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.4

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	тк1	тк2	219	58	1968	45	0
2	тк2	т.А	159	50	1968	45	0
3	т.А	тк3	133	65	1968	45	0
4	тк1	т.А	89	33	1968	45	0,008149355
5	Н.Нем.2	тк8	89	33	1968	45	0,008149355
6	кот	тк4	89	33	1968	45	0,008149355
7	тк3	Н.Нем.6а	219	10	1990	23	0,996779645
8	Н.Нем.6а	Николаева 36а	159	188	1990	23	0,437053568
9	кот	тк5	159	89	1990	23	0,830691284
10	тк5	тк6	108	50	1990	23	0,961013258
11	тк4	Н.Нем.6	159	175	2002	11	0,811334443
12	тк4	Н.Нем.4	108	38	2002	11	0,993326303
13	ТКА	Д/С	159	85	2004	9	0,959049165
14	ТК5	Н.Нем.14	108	98	2004	9	0,962950747
15	ТК6	Н.Нем.16	89	64	2004	9	0,986819023
16	ТК1	Д/С	57	85	2004	9	0,98512224

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

Котельная №2

Теплопровод начинается от котельной №2 и закачивается условным потребителем «Баграт 21».

В таблице 1.9.5 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.5

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	219	98	1968	45	0
2	тк1	тк1а	133	113	1968	45	0
3	тк2	тк3	89	83	1968	45	0
4	тк3	тк4	89	83	1968	45	0
5	тк4	тк5	89	83	1968	45	0
6	тк1а	тк6	108	124	1968	45	0
7	тк6	Н.Нем.24	89	75	1968	45	0
8	тк6	д9	76	31	1968	45	0,000120435
9	тк2	тк7	108	116	1988	25	0,492702597
10	тк5	Баграт 21	108	24	2011	2	0,998311772
11	Баграт19	21	108	50	2011	2	0,992693255

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Основное снижение

вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

Котельная №5

Теплопровод начинается от котельной №5 и закачивается условным потребителем «Нормандия Неман 11».

В таблице 1.9.6 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.6

Номер участка а пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	219	75	1968	45	0
2	тк1	тк2	133	93	1968	45	0
3	тк2	тк3	108	11	1968	45	0,198951209
4	тк3	тк4	89	30	1968	45	0
5	тк4	тк5	133	460	1968	45	0
6	тк1а	тк6	108	146	1968	45	0
7	тк6	Н.№11	89	293	1968	45	0

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за

значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

Котельная №6

Теплопровод начинается от котельной №6 и закачивается условным потребителем «Школа№20».

В таблице 1.9.7 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.7

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк4	133	143	1975	38	0
2	тк4	багр 57а	108	5	1975	38	0,977213287
3	тк3	жд38	108	5	1975	38	0,977213287
4	кот.	тк1	108	103	1993	20	0,748777749
5	тк1	тк2	159	9	1993	20	0,996753271

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$) только в одном случае. Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из

двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

Котельная №12

Теплопровод начинается от котельной №12 и закачивается условным потребителем «Д/центр».

В таблице 1.9.8 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.8

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	тк4	ж.д.70кв	108	132	1989	24	0,54458200
2	кот.	тк1	273	283	1992	21	0,00200445
3	тк1	тк2	319	86	1992	21	0,51152256
4	тк2	спал.корп	133	30	1992	21	0,96656105
5	тк6	д№3	108	22	2003	10	0,99486807
	д№3	д/центр	108	66	2003	10	0,95474955

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, в большинстве соответствует нормам, требуемым в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование.

Котельная №14

Теплопровод начинается от котельной №14 и закачивается условным потребителем «Амбулатория».

В таблице 1.9.9 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.9

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.№14	ТК2	219	136	1988	25	0,309061208
2	ТК2	Т.В	159	180	1988	25	0,22461483
3	Т.В	Т.Г	133	217	1988	25	0,162756766
4	Т.В	Т.Д	108	320	1988	25	0,040522861
5	Т.Г	Ж.Д.№15	89	104	1988	25	0,756502356
6	ТК2	Т.А	76	14	1988	25	0,995691192
7	Т.А	АМБУЛ.	57	676,5	1988	25	0,000519848

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование.

Котельная №16

Теплопровод начинается от котельной №16 и закачивается в ТК №6.

В таблице 1.9.10 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 данном разделе настоящей книги.

Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.10

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	КОТ.	ТК1	219	9	1984	29	0,977115588
2	ТК1	ТК2	159	193	1984	29	0,003553417
3	ТК4	КЛОК.17	133	101	1986	27	0,403740722
4	ТК4	ТК5	89	89	1986	27	0,624205843
5	ТК9	КЛЮКОВ А 19А	57	116	1987	26	0,64677209
6	ТК6	КЛОКОВ А 54	89	11	1987	26	0,993900345
7	КОТ.	ТК6	108	116	1999	14	0,818137844

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование.

Котельная №18

Теплопровод начинается от котельной №18 и закачивается условным потребителем «Гарбачева 19, к2».

В таблице 1.9.11 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.11

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	тк1	автотр.кол.	273	49	1972	41	0,001436141
2	тк2	кловка3	219	45	1972	41	0
3	кот.	тк7	133	67	1972	41	0
4	кот.	грп	89	79	1972	41	0
5	тк7	тк	108	43,5	1972	41	0,008021667
6	ткз	гараб21б	108	5	1993	20	0,999318469
7	тк12	гараб.17а	133	13	1993	20	0,994340522
8	тк14	тк15	159	86	1993	20	0,74309105
9	тк16	досааф	219	77	2011	2	0,948836738
10	тк10	тк11	108	236	2011	2	0,784039493
11	тк11-	тк13	89	55	2011	2	0,989169714
12	кот.	тк1	219	530	2012	1	0,916446709
13	тк1	тк	159	58	2012	1	0,984428097
14	тк2	тк3	133	34	2012	1	0,995498862
15	тк3	тк4	108	8	2012	1	0,999797208
16	тк3	гарб.19к2	108	23	2012	1	0,998325028

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, в 40 % выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$) только в одном случае. Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

Котельная №19

Теплопровод начинается от котельной №19 и закачивается условным потребителем «Еремино,26».

В таблице 1.9.12 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.12

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.№19	ТК1	273	19	1976	37	0,626087839
2	ТК1	тк№2	219	294	1976	37	0
3	тк№2	тк№18	159	67	1976	37	0,033664359
4	ТК1	ТК2	108	76	1976	37	0,051614092
5	тк№2	ПОД	219	86	1976	37	0,000454663
6	ЕРЕМ20	ЕРЕМ22	133	72	1976	37	0,037780719
7	ЕРЕМ20	ШК32	57	66	1976	37	0,307360394
8	ЕРЕМ20	ЕРЕМ20	159	74	1976	37	0,015971221
9	ЕРЕМ26	ПОД	133	19	2012	1	0,999436067

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

Котельная №20

Теплопровод начинается от котельной №20 и закачивается условным потребителем «Еремино,26».

В таблице 1.9.13 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.13

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.№20	ЕРЕМ48	219	157,5	1976	37	0
2	ТК2	КОТ	219	90	2012	1	0,9885231
3	ТК8	ЕРЕМ48	159	157,5	1976	37	0
4	ТК2	КОТ	89	84	2012	1	0,990832031
5	кот.№20	КРЕМ48	159	74	1976	37	0,005716908
6	ЕРЕМ 36	ПОДВАЛ	133	22	1978	35	0,803312166
7	ЕРЕМ34	ПОДВАЛ	133	50	1988	25	0,889752112

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

Котельная №21

Теплопровод начинается от котельной №21 и закачивается условным потребителем «Городянк,1».

В таблице 1.9.14 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.14

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТК10	ТК12	219	260	1987	26	0,004386165
2	ТК12	ЕРЕМ 8	108	18	1987	26	0,981483043
3	ТК12	ТК13	108	18	1987	26	0,981483043
4	кот.№21	ТК17	108	35	2000	13	0,984382882
5	кот.№21	ТК17	108	18	2000	13	0,995845492
6	ЕРЕМ 36	ПОДВАЛ	89	35	1988	25	0,951300271
7	кот.№21	ТК17	219	127	1988	25	0,198391256

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, в большинстве соответствует нормам, требуемым в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование.

Котельная №24

Теплопровод начинается от котельной №24 и закачивается условным потребителем «Верхняя,13».

В таблице 1.9.15 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.15

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.	шк.10	108	83	1968	45	0
2	кот.	Гастелло 5	89	47	1968	45	0
3	Гастелло 7	Гастелло 11	89	177	1999	14	0,968036838
4	тк1	Гастелло 9	57	29	2000	13	0,993951977

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, в большинстве соответствует нормам, требуемым в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование.

Котельная №32

Теплопровод начинается от котельной №32 и закачивается условным потребителем «Соболева,116».

В таблице 1.9.16 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.16

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.№32	УЗЕЛ А	219	82	1982	31	0,10302654
2	УЗЕЛ А	ЛЕСОП.ЦЕХ	159	272	1982	31	0
3	УГОЛ ПОВОРОТ А	Ж.Д 116	133	159	1989	24	0,264242308
4	УЗЕЛ А	СОБОЛЕВА116	57	45	1989	24	0,917075513
5	ТК2	ТК3	76	37,7	1994	19	0,97734105
6		СОБОЛЕВА116	76	40	1982	31	0,850675938

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование.

Котельная №33

Теплопровод начинается от котельной №24 и закачивается ТК7.

В таблице 1.9.17 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.17

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.	тк1	219	83	1986	27	0,96785200
2	тк12	рабочая.2 2	159	47	1986	27	0,999704325
3	тк12	ттк15	108	177	1986	27	0,993129453
4	тк15	тк16	89	29	1986	27	0,999986737
5	тк16	колхозная 12	76	29	1986	27	0,999920423
6	тк21	тк7	57	29	1986	27	0,999935227

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, соответствует нормам, требуемым в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$).

Котельная №34

Теплопровод начинается от котельной №34 и закачивается условным потребителем «Багратиона 63».

В таблице 1.9.18 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.18

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТК2	ТК3	219	25	1979	34	0,316072606
2	ТК1	ТК11	76	172	1979	34	0
3	ТК11	ТК12	57	98	1979	34	0,009986437
4	ТК9	БАГР.63	108	90	1996	17	0,673634907

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование участков тепловой сети.

Котельная №35

Теплопровод начинается от котельной №35 и закачивается тк10.

В таблице 1.9.19 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.19

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.	тк1	159	33	1998	15	0,983394318
2	тк1	тк2	133	107	1998	15	0,999873702
3	тк3	тк4	114	175	1998	15	0,99971045
4	тк5	тк6	108	25	1998	15	0,999994401
5	тк7	тк8	89	104	1998	15	0,999920156
6	тк8	тк9	57	273	1998	15	0,999647687
7	тк9	т10	57	17	1998	15	0,999998634

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, соответствует норме, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$).

Котельная №36

Теплопровод начинается от котельной №36 и закачивается условным потребителем «Брестская 54»

В таблице 1.9.20 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.20

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.	тк1	377	10	1968	45	0,12372959
2	брестская 4	жэу8	89	186	1968	45	0
3	брестская 4	тк6	76	21	1968	45	0,156023629
4	тк5	тк4	57	91	1968	45	0
5	тк1	54в	108	95	1993	20	0,895470235
6	Лавочк.54 б	52а	273	148	1998	15	0,666600761
7	Лавочк.48	52а	159	176	1993	20	0,572417972
8	Лавочк.48	тк2	219	10	1993	20	0,997522416
9	Лавочк.48	т.Аврезка	76	31,5	1993	20	0,991494418
10	тк1	Лавочк.54 б	273	29	1993	20	0,974328779
11	тк6	Лавочк.56 б	57	86	2008	5	0,988142321
12	тк1	брестская 4	159	78	2012	1	0,9873477

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование участков тепловой сети.

Котельная №37

Теплопровод начинается от котельной №37 и закачивается условным потребителем «ГЧК врезки д 41».

В таблице 1.9.21 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.21

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.	топстрой	108	385	1999	14	0,973394318
2	ткб	тк7	76	263	1999	14	0,989873702
3	тк7	тк8	57	395	1999	14	0,98971045

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, соответствует норме, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$).

Котельная №38

Теплопровод начинается от котельной №38 и закачивается ТК17.

В таблице 1.9.22 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.22

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	159	159	1987	26	0,003745153
2	тк1	тк2	114	114	1987	26	0,127540197
3	тк2	тк3	57	57	1987	26	0,773046976
4	тк3	тк4	114	114	1989	24	0,217393759
5	т5	тк6	219	219	1990	23	0
6	тк7	тк8	114	114	1990	23	0,264683042
7	тк9	тк10	89	89	1990	23	0,531267761
8	тк10	тк11	57	57	1990	23	0,846916833
9	тк11	тк12	57	16	1993	20	0,991026106
10	тк12	тк13	219	69	1997	16	0,654682554
11	тк13	тк14	133	41	1997	16	0,913171289
12	тк14	тк15	114	170	1997	16	0,262236382
13	тк15	тк16	89	174	1997	16	0,334629884
14	тк16	тк17	57	13	1997	16	0,996094015

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование участков тепловой сети.

Котельная №39

Теплопровод начинается от котельной №39 и закачивается условным потребителем «Строгань,9».

В таблице 1.9.23 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.23

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	Строг. 7	114	0,098	2000	13	0,935363887
2	Строг5	Строг6	89	0,093	1987	26	0,904302357
3	Строг5	Строг 3	89	0,296	1997	16	0,982085588

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, соответствует норме, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$).

Котельная №41

Теплопровод начинается от котельной №43 и закачивается ТК4.

В таблице 1.9.24 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.24

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	159	185	1987	26	0,001340432
2	тк1	тк2	133	100	1987	26	0,157444883
3	тк2	тк3	159	30	1992	21	0,905312427
4	тк3	тк4	133	53	1998	15	0,870933403

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, соответствует норме, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$).

Котельная №43

Теплопровод начинается от котельной №41 и закачивается Тк4.

В таблице 1.9.25 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.25

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	159	185	1987	26	0,900134043
2	тк1	тк2	133	100	1987	26	0,915744488
3	тк2	тк3	159	30	1992	21	0,905312427
	тк3	тк4	133	53	1998	15	0,970933403

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование участков тепловой сети.

Котельная №44

Теплопровод начинается от котельной №44 и закачивается Тк10.

В таблице 1.9.26 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.26

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	108	185	1970	43	0
2	тк1	тк2	57	90	1970	43	0
3	тк2	тк3	108	79	1993	20	0,659423215
4	тк3	тк4	57	121	1993	20	0,597174265
5	т5	тк6	108	55	2001	12	0,911293953
6	тк7	тк8	57	194	2001	12	0,543375901
7	тк9	тк10	133	170	2012	1	0,958868501

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, в 40 % выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$) только в одном случае. Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

Котельная №46

Теплопровод начинается от котельной №46 и закачивается условным потребителем «Минская 21 к2».

В таблице 1.9.27 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 данном разделе настоящей книги.

Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.27

Номер участка а пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот.№46	тк1	325	920	1981	32	0
2	тк1	тк4	273	545	1981	32	0
3	тк4	тк7	219	361	1981	32	0
4	тк22	Куйб.4	273	103	1993	20	0,883760425
5	тк27	тк28	108	75	1993	20	0,974413932
6	тк28	Куйб. 10	76	34	1993	20	0,996258626
7	тк28	Куйб.9	76	34	1993	20	0,996258626
8		Минск.19	108	90	1981	32	0,77156868
9		Минск.21к1	89	131	1981	32	0,635865524
10		Минск. 21к2	89	131	1981	32	0,635865524

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование участков тепловой сети.

Котельная №50

Теплопровод начинается от котельной №50 и закачивается ТК11.

В таблице 1.9.28 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.28

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	108	44	2000	13	0,992816606
2	тк1	тк2	89	70	2000	13	0,993816606
3	тк2	тк3	65	63	2000	13	0,923232583
4	тк3	тк4	127	40	2001	12	0,943861983
5	т5	тк6	108	61	2001	12	0,892024139
6	тк7	тк8	76	34	2001	12	0,975329547
7	тк9	тк10	57	230	2001	12	0,424292408
8	тк10	тк11	100	17	2001	12	0,991816606

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, соответствует норме, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$).

Котельная №53

Теплопровод начинается от котельной №53 и закачивается ТК6.

В таблице 1.9.29 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.29

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	108	44	2002	11	0,962585085
2	тк1	тк2	89	70	2002	11	0,961585085
3	тк2	тк3	65	63	2002	11	0,963778736
4	тк3	тк4	127	40	2002	11	0,933145472
5	т5	тк6	108	61	2002	11	0,997483677

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, соответствует норме, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$).

Котельная №56

Теплопровод начинается от котельной №56 и закачивается ТК12.

В таблице 1.9.30 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.30

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	159	444	1999	14	0,704861358
2	тк1	тк2	89	109	1999	14	0,874253122
3	тк2	тк3	76	30	1999	14	0,977151407
4	тк3	тк4	57	199	1999	14	0,966372645
5	т5	тк6	108	40	2002	11	0,955810559
6	тк7	тк8	133	126	2002	11	0,957564661
7	тк9	тк10	89	57	2002	11	0,927159593
8	тк10	тк11	76	321	2002	11	0,928964892
9	кот	тк1	159	444	1999	14	0,704861358
10	тк1	тк2	89	109	1999	14	0,874253122
11	тк2	тк3	76	30	1999	14	0,977151407

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование участков тепловой сети.

Котельная №56

Теплопровод начинается от котельной №56 и закачивается ТК12.

В таблице 1.9.31 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.31

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	159	444	1999	14	0,704861358
2	тк1	тк2	89	109	1999	14	0,874253122
3	тк2	тк3	76	30	1999	14	0,977151407
4	тк3	тк4	57	199	1999	14	0,966372645
5	т5	тк6	108	40	2002	11	0,955810559
6	тк7	тк8	133	126	2002	11	0,957564661
7	тк9	тк10	89	57	2002	11	0,927159593
8	тк10	тк11	76	321	2002	11	0,928964892
9	кот	тк1	159	444	1999	14	0,704861358
10	тк1	тк2	89	109	1999	14	0,874253122
11	тк2	тк3	76	30	1999	14	0,977151407

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$). Для повышения показателя ВБР необходимо проводить ремонтные и профилактические работы, вести их статистику. В случае необходимости производить реконструкцию или резервирование участков тепловой сети.

Котельная №67

Теплопровод начинается от котельной №56 и закачивается ТК12.

В таблице 1.9.32 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 данном разделе настоящей книги. Расчеты произведены на основе предоставленных данных.

Таблица 1.9.32

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	кот	тк1	219	67	1968	45	0
2	тк1	тк2	219	67	2005	8	0,818369514
3	тк2	тк3	89	405	2006	7	0,965256549
4	тк3	тк4	108	113	2011	2	0,987243723
5	т5	тк6	133	117	1966	47	0
6	тк7	тк8	108	190	1966	47	0
7	тк9	тк10	89	95	1966	47	0
8	тк10	тк11	108	158	1975	38	0
9	тк11	тк12	89	101	2000	13	0,954960957
10	кот	тк1	89	109	1999	14	0,954253122
11	тк2	тк3	76	30	1999	14	0,977151407

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам, в 40 % выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P > 0,9$ только в одном случае. Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

Отсюда следует стратегия реконструкции магистрального теплопровода состоящая из двух составляющих:

- реконструкция участков тепловой сети с наименьшей надежностью;
- либо, резервирование участков тепловой сети с наименьшей надежностью.

1.10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций г. Смоленска.**Смоленская ТЭЦ – 2**

Сведения о технико – экономических показателях работы Смоленской ТЭЦ – 2 представлены в таблице 1.10.1.

Таблица 1.10.1

Наименование показателя	Годы						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
1. Установленная электрическая мощность, МВт	275	275	275	275	275	275	
2. Средняя рабочая электрическая мощность, МВт	183,5	195,9	196,8	173,1	160,5	178,8	
3. Установленная тепловая мощность, Гкал	Всего	774	774	774	774	774	
	т/а	474	474	474	474	474	
в том числе 3.1 паровых котлов, т/ч	1340	1340	1340	1340	1340	1340	
3.2 водогрейных котлов, Гкал/ч	300	300	300	300	300	300	
4. Выработка электроэнергии, тыс. кВт*ч	1607597	1716102	1724259	1516173	1405714	1413583	
5. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, тыс. кВт*ч	849301	818787	827919	823260	800490	764010	
6. Отпуск электроэнергии, тыс.кВт*ч	1453570	1555484	1564123	1363415	1258119	1271253	
7. Расход электроэнергии на собственные нужды, тыс. кВт* ч	154027	160618	160136	152758	147595	142330	
8. Расход электроэнергии на прочее производственное потребление, тыс. кВт*ч	-	-	-	-	-	-	
9. Отпуск тепла потребителям, всего, Гкал	1855227	1749042	1824514	1832465	1879728	1724046	
в том числе 9.1отработавшим паром	1740576	1674379	1739336	1725471	1703826	1595722	
10. Подпитку	Теплосети, т	1744339	1513594	1534325	1670650	1658859	-
	котлов, т	7449437	7817248	7881313	7214673	6804040	-
11. Потери тепловой энергии в магистралях тепловых сетей	Норматив, Гкал	-	-	163116	154550	150602	-
	Факт, Гкал	143392	1218196	151452	156523	158380	-
	Норматив, %	-	-	9,66	9,19	9,25	-
	Факт, %	7	8	8,99	9,16	9,08	-
12. Расход топлива, т.у.т	Норматив	679511	704887	713042	661918	634384	612737

	Факт	679511	704887	713042	661918	634384	612737
в том числе 12.1 природный газ	тыс. м ³	584051	614507	622686	577065	554548	530260
	т.у.т.	668681	703557	712837	661918	634370	607413
	%	98,41	99,81	99,97	100	100	99,13
12.2 мазут топочный	т	8267	947	153	0	10	3752
	т.у.т.	10830	1330	205	0	14	5324
Наименование показателя		Годы					
		2006	2007	2008	2009	2010	2011
	%	1,59	0,19	0,03	0	0	0,87
12.3 на отпуск электроэнергии, т.у.т.	Норматив	427121	463544	464915	409154	376791	376252
	Факт	427121	463544	464915	409154	376791	376252
12.4 на отпуск теплоэнергии, т.у.т.	Норматив	252390	241343	248127	252764	257593	236485
	Факт	252390	241343	248127	252764	257593	236485
13. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г.у.т/кВт*ч	Норматив	293,85	298,0	297,22	300,1	299,49	295,96
	Факт	293,85	298,0	297,22	300,1	299,49	295,96
14. Экономия (-), перерасход (+), т.у.т							
15. Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг.у.т/Гкал	Норматив	136,04	137,98	136	137,92	137,03	137,16
	Факт	136,04	137,98	136	137,92	137,03	137,16
16. Экономия (-), перерасход (+), т.у.т							
17. Удельный расход тепла «брутто» на выработку электроэнергии ккал/кВт*ч		1565	1626	1605	1582	1545	1553
18. Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии, тыс. кВт*ч	Норматив	82696	86668	86574	79737	74424	72403
	Факт	82692	86656	86563	79725	74412	72391
19. Экономия (-), перерасход (+), кВт*ч							
20. Удельный расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии, кВт*ч/тыс. кВт*ч	Норматив	5,14	5,05	5,02	5,26	5,29	5,12

	Факт	5,14	5,05	5,02	5,26	5,29	5.12
21. Расход электроэнергии на собственные нужды на производство теплоэнергии, тыс. кВт*ч	Норматив	71339	73975	73584	73045	73195	69951
	Факт	71335	73962	73573	73033	73183	69939
22. Удельный расход электроэнергии на производство тепла, кВт*ч/Гкал	Норматив	38,45	42,29	40,33	39,86	38,94	40,57
	Факт	38,45	42,29	40,32	39,86	38,93	40,57
23. Экономия (-), перерасход (+), кВт*ч		-	-	-	-	-	-
24. Максимальная электрическая нагрузка, кВт		280000	283000	283000	281000	282000	280000
25. Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч		490,7	417,1	466,8	478,7	480,5	470,2
26. Число часов в работе, ч/год в том числе							
26.1 турбоагрегаты		0691	22612	22745	22508	20615	19610
26.2 паровые котлы		33346	35946	36898	34017	32299	-
26.3 водогрейные котлы		551	334	442	1165	2016	1247
27. Себестоимость электроэнергии, руб./кВт*ч, в том числе		0,499	0,542	0,663	0,741	00,888	0,95
27.1 топливная составляющая	руб/кВт*ч	0,359	0,417	0,524	0,598	00,745	0,817
	%	71,9	77,0	79,0	80,7	83,9	86,0
27.2 условно-постоянные расходы	руб/кВт*ч	0,140	0.125	0,139	0,143	0,143	0,133
	%	28,0	23,0	21,0	19,3	16,1	14,0
28. Себестоимость тепловой энергии, руб/Гкал		220,94	241,70	292,29	334,41	395,24	440,67
28.1 топливная составляющая	руб/Гкал	165,56	192,02	237,78	274,68	340,79	392,34
	%	74,9	79,4	81,4	82,1	86,2	89,0
28.2 условно-постоянные расходы		руб/Гкал	55,38	49,68	54,51	59,73	54,45
							48,33

	%	25,1	20,6	18,6	17,9	13,8	11,0
29. Численность промышленно-производственного персонала		279	226	221	261	268	267

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

Сведения о технико-экономических показателях работы котельного цеха приведены в таблице 1.10.2.

Таблица 1.10.2

Наименование показателя	Годы						
	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 (I п/г)	
1 Установленная тепловая мощность, Гкал	259	259	259	259	259	259	
в том числе							
1.1 паровых котлов, т/ч	235	235	235	235	235	235	
1.2 водогрейных котлов, Гкал/ч	100	100	100	100	100	100	
2 Отпуск тепла потребителям, всего, Гкал	549378	454633	403 803	404 651	415 954	245 298	
3 Суммарный расход сырой воды на собственные нужды, т	744412	559231	935 242	971 125	1 034 500	609 571	
4 Расход химочищенной воды, т	312832	267329	236 484	237 745	243 176	126 091	
5 Расход воды на другие производственные нужды, т	34260	30649	449178	469959	451230		
6 Расход подпиточной воды теплосети, т	265819	129850	167 734	193 437	283 188	172 362	
7 Расход воды на восполнение потерь в тепловой схеме, т	47531	39212	234605	240490	243176		
8 Расход топлива, т.у.т	Норматив	90758	75191	67192,9	67343,5	69243,2	40834,3
	Факт	90758	75191	67192,9	67477,2	69245,4	40834,3
в том числе							
	8.1 природный газ	тыс. м ³	75129	65751	58688	58372	60431
	т.у.т.	85974	75191	67152,1	66865,9	69238,2	35651
	%	94,7	100	99,9	99,01	99,99	100
8.2 мазут топочный	т	3904	0	30	449	5	0
	т.у.т.	4783	0	40,8	611,3	7	0
	%	5,3	0	0,1	0,9	0,01	0
9 Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг.у.т./Гкал	Норматив	165,20	165,39	166,40	166,42	166,47	166,47
	Факт	165,20	165,39	166,40	166,75	166,47	166,47
10 Экономия (-), перерасход (+), т.у.т	0	0	0	133,7	2,2	0	
11 Расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск теплоэнергии, тыс.кВт*ч	14931	12627	11016,69	11047,7	11674,82	6649,494	
12 Удельный расход электроэнергии на отпуск тепла, кВтч/Гкал	27,18	27,77	27,28	27,30	28,07	27,11	
13 Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	153,0	135,6	100,2	102,54	108,2	102,4	
14 Минимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	9	7,4	6,8	7,2	6,7		
15 Число часов в работе, ч/год, в том числе							
15.1 паровые котлы	21917	19150	14520	14393	13730		
15.2 водогрейные котлы	8271	6514	8247	7436	7583		
16 Количество пусков паровых котлов	59	43	25	27	26		
17 Коэффициент использования тепловой мощности котлов, (пар.кот. / водогр. кот.) %	27,7/ 23,4	24,8/ 16,6	16,6/ 23,1	16,1/ 24,3	14,1/ 29,1		
18 Теплота сгорания сожженного топлива, (Q _n ^p), в том числе							
18.1 природный газ (ккал/м ³)	8010	8005	8010	8018,6	8020	8018	

Наименование показателя	Годы					
	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 (I п/г)
18. 2 мазут, ккал/кг	9530	9530	9530	9530	9792	
19 Себестоимость тепловой энергии, руб/Гкал в том числе	356,98	438,18	550,20	626,48	755,78	785,87
19.1 топливная составляющая, %	54,0	3,4	52,3	53,7	57,2	62,07
19.2 условно-постоянные расходы, %	46	46,6	47,6	46,3	42,8	37,93
20 Численность промышленно-производственного персонала (ср.списочная)*	252	228	217	238	237	235
Примечание - * В 2007 г. - 24 чел АУП переведены в ИД						

Основные технико-экономические показатели котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» сведены в таблице 1.10.3.

Таблица 1.10.3

Год	Отпущено т/э, Гкал	Расход э/э на собственные нужды		Удельный расход э/э		Фактический уд. расход условного топлива	
		на выработку э/э, тыс.кВт*ч	на отпуск т/э, тыс.кВт*ч	на выработку единицы э/э, %	на отпуск единицы т/э, кВт*ч/Гкал	на отпущенную э/э, гу.т/кВт*ч	на отпущенную т/э, кгу.т/Гкал
2012	365912		9371		168,96		61823,7
2011	392556		20789		167,36		65699,7
2010	415954		21212		166,47		69243,2
2009	404651		20990		166,75		67343,5
2008	403803		11017		166,4		67192,9
2007	454633		12631		165,4		75191

Ниже в таблицах приведены технико – экономические показатели работы источников тепловой энергии МУП «Смоленсктеплосеть» за 2009, 2010, 2011, 2012, 2013 года.

Таблица 1.10.4

№ кот.	Наименование котельной	2009 год							
		Тепловая энергия, Гкал/год				Вода, м3/год		Топливо	ЭЭ
		производство	собств. нужды	потери в т/с	реализация	собств. нужды	в т.ч. хоз. нужды	тыс. м3	кВт*ч/год
1	Нормандия-Неман, 1	17594,71	388,81	846,04	16359,86	4452,24	90,25	2740,06	689808,00
2	Дорогобужская	9341,05	206,45	685,28	8449,32	3906,48	85,12	1505,27	276811,20
4	Ак. Петрова	6713,05	148,45	1162,11	5402,49	2952,04	80,26	1133,19	268108,80
5	Нахимова, 5	6383,04	0,00	668,24	5714,79	3584,02	80,25	1082,29	143203,20
6	2-й Краснофл.-1	5985,98	132,29	385,77	5467,92	1558,03	110,23	924,19	288748,80
7	Вяземская	11830,41	250,93	1502,89	10076,59	3209,98	50,25	1768,01	434073,60
8	Парковая 20	1866,86	23,56	190,62	1652,69	2394,74	52,29	292,60	126144,00
9	Багратиона, 9	381,71	0,00	70,01	311,70	0,00		65,03	
10	Баня №4	3611,45	50,07	1966,41	1594,97	1677,97	150,27	651,76	373797,60
12	Вишенки - РГ	10058,93	222,27	405,67	9430,98	3318,56	85,13	1499,90	531109,06
13	Областная больница	2007,22	42,58	120,58	1844,06	747,81	80,26	270,79	113580,80
14	Гедеоновка	8723,81	116,12	1283,97	7323,72	3362,25	57,23	1402,10	675924,40
15	Кловка 1 (1)	7334,67	158,79	569,23	6606,65	3017,91	79,23	1189,97	538074,40
16	Кловка 2	4172,26	0,00	565,72	3606,54	1768,49	85,22	586,54	242760,00
18	Гарабурды	17591,88	388,81	1357,38	15845,70	4279,61	52,04	2793,31	314058,00
19	Ситники 1	11040,42	244,05	1173,49	9622,88	3488,79	15,03	1862,60	438873,60
20	Ситники 2	13705,63	302,94	1260,54	12142,14	3333,09	123,04	2256,80	510297,60
21	Ситники 3	37498,99	828,62	1452,77	35217,60	5340,76	140,36	5290,31	2045192
23	Школа №19 Лукина	794,29	0,00	191,01	603,28	938,55	65,03	137,07	69196,80
24	СШ №10 Гастелло	2026,79	0,00	339,07	1687,72	1119,28	62,33	326,13	160348,80
25	Баня №5	1003,70	2,76	189,68	811,26	342,77	45,22	187,42	17168,00
26	1-я Горбольница	648,51	10,61	9,89	628,01	480,28	150,30	91,92	28585,92
27	Сан. Лесная школа	924,04	20,54	288,63	614,87	504,12	177,03	156,03	73094,40

28	Школа Интернат Дубровенка	1652,10	36,38	232,57	1383,15	706,11	120,89	291,64	63916,80
29	Школа №1 Эст. воспитания	871,48	0,00	307,19	564,29	426,14	70,23	148,76	79756,80
30	Д/с №б Красный Бор	313,64	7,62	155,25	150,77	152,02	50,40	60,13	57958,40
31	Дом ребенка	541,46	14,96	141,52	384,98	427,17	177,05	86,36	61852,80
32	Соболева ЖБИ	7249,94	169,30	1054,12	6026,52	2534,44	140,39	1132,04	446283,30
33	Гнездово Шк. №18	3043,75	67,36	961,25	2015,14	3236,77	106,89	490,16	258637,60
34	2-й Краснофлотский пер. 2	10103,86	223,38	1359,56	8520,92	3186,47	122,99	1630,52	534019,20
35	Лавочкина, 39	8730,26	192,94	536,57	8000,75	1933,20	132,00	1223,34	280845,84
36	Ситники - 4	12001,79	256,62	1717,15	10028,03	2893,11	120,90	1990,49	676108,80
37	Торфопредприятие	1821,88	40,28	287,16	1494,43	1091,01	121,00	307,24	99955,20
38	М. Краснофлотская, 33	6077,61	134,29	177,70	5765,62	3166,62	50,37	726,74	121728,00
39	Строгань Колодня	11287,45	249,40	251,41	10786,65	976,67	121,93	1622,86	341801,60
40	Миловидово	3275,53	72,48	979,89	2223,15	2012,36	30,10	536,57	134840,80
41	Сакта 4 Красн. пер.	4213,59	93,13	359,27	3761,18	1237,50	124,06	645,48	253795,20
42	Лавочкина, 47/1	3589,60	79,33	258,54	3251,72	733,93	50,25	544,93	132384,00
43	Ракитная	1963,38	43,40	224,41	1695,56	342,71	15,00	301,20	247876,80
44	Радищева	4446,04	98,33	849,36	3498,36	1172,13	115,01	684,31	215236,80
45	Николаева, 21 б	1094,15	8,81	203,70	881,63	301,45	0,00	248,55	38818,80
46	Гнездово	28402,33	627,79	2633,05	25141,48	4567,00	15,00	4296,52	1480092
47	Николаева, 27 а	1672,04	16,29	26,12	1629,62	566,69		256,93	40340,00
50	Мебельный комбинат	13253,70	292,93	983,81	11976,97	3368,45	150,99	1859,72	1008126
51	АТП - 5	1501,66	0,00	400,72	1100,94	892,60	42,99	248,39	344345,20
52	Школа №13	803,79	13,15	49,72	740,92	44,33	30,75	109,76	115069,80
53	Н.-Неман - 2	7230,85	159,79	347,53	6723,53	1190,23	40,26	1036,90	344114,00
54	З. Космодемьянской, 3	10009,25	221,22	718,68	9069,36	2432,83	428,19	1362,90	298122,00
55	Краснинское шоссе, 3 б	5912,45	130,67	437,17	5344,61	1725,00	75,02	872,60	365763,20
56	гор. Коминтерна	6336,49	135,29	1361,59	4839,61	1520,38	185,79	1198,78	276258,00
57	пер. Юннатов	821,46	8,06	6,93	806,47	94,05		122,90	28507,84

59	Гагарина, 26 (1)	1271,62	12,51	7,62	1251,49	286,32		206,09	35335,74
60	Гагарина, 26 (2)	2092,54	41,50	0,00	2051,03	493,60		268,48	46793,08
61	Гагарина, 26 (3)	1554,34	14,02	0,00	1540,32	273,60		218,46	34993,70
62	Гагарина 74	999,96	51,48	0,00	948,48	143,93		155,64	28733,31
63	Гагарина, 76	630,28	61,59	9,07	559,61	86,52		87,39	26002,31
64	Дохтурова, 29	1210,70	96,91	0,00	1113,80	260,38		156,59	41915,10
65	Николаева, 27 а, в	1596,19	15,80	0,00	1580,39	487,71		157,61	37367,16
66	Стекло Колхозная	9031,30	210,84	877,31	7943,14	3127,56		1230,46	356208,12
67	Нахимова, 18	13352,21	157,75	801,74	12392,71	2699,93	140,24	1832,04	663098,40
68	Кловская, 27	2342,33	24,65	0,00	2317,69	723,70		337,95	108508,80
69	Московский Большак, 12	49,26	0,49	9,70	39,08	26,03		32,43	7552,80
	Хладокомбинат	1133,53	11,25	657,20	465,07	174,95		96,45	
	П. Осипенко	71,05	0,10	1,94	69,02	220,44	2,03	34,60	27837,60
	Тасис-Агро, ул. Вокзальная1	2206,70	20,38	510,73	1675,59	10415,23		450,27	
	Всего:	377002,9	7651,144	36582,26	332769,5	118129	4697,017	57514,46	18119864

Таблица 1.10.5

№ кот.	Наименование котельной	2010 год							
		Тепловая энергия, Гкал/год				Вода, м3/год		Топливо	ЭЭ
		производство	собств. нужды	потери в т/с	реализация	собств. нужды	в т.ч. хоз. нужды	тыс. м3	кВт*ч/год
1	Нормандия-Неман, 1	18463,49	408,0099	1241,069	16814,41	3870,63	294,8834	2763,278	342460
2	Дорогобужская	9726,891	214,9486	601,1065	8910,836	2316,459	272,4488	1500,588	197240
4	Ак. Петрова	6912,541	152,7413	851,6618	5908,138	2869,809	225,1241	1127,629	226375
5	Нахимова, 5	6962,911	153,8573	768,9489	6040,105	716,5653	4,284	1162,589	76950
6	2-й Краснофл.-1	5960,039	131,7081	342,0848	5486,246	698,84	200,94	914,46	220360

7	Вяземская	12114,42	267,6983	1057,601	10789,12	3531,126	219,5461	1877,146	333720
8	Парковая 20	1944,336	42,96324	219,3	1682,073	918,62	48,53	300,661	112607
9	Багратиона, 9	0		0				0	136079,9
10	Баня №4	4061,282	53,06582	2554,518	1453,699	1443,11	247,11	748,963	114760
12	Вишенки - РГ	10143,99	224,1688	542,268	9377,556	2770,701	230,1008	1460,745	437395
13	Областная больница	1922,092	33,353	133,872	1754,867	1114,44	380,6396	267,261	32520
14	Гедеоновка	9016,545	199,2194	1470,927	7346,398	3682,413	163,9734	1362,691	192760
15	Кловка 1 (1)	7534,553	166,5063	326,8557	7041,191	2192,996	229,4301	1126,658	264880
16	Кловка 2	3606,609	64,72782	480,0003	3061,881	1296,916	159,5527	521,26	187600
18	Гарабурды	18613,62	411,3237	1361,652	16840,65	3885,213	206,0678	2807,362	315520
19	Ситники 1	11850,08	257,7824	1259,193	10333,11	1471,059	178,8594	1879,384	263960
20	Ситники 2	13790,31	298,0403	1653,745	11838,52	1405,78	195,4804	2276,825	245730
21	Ситники 3	37823,29	837,2295	2682,503	34303,56	3677,149	275,2687	5744,073	1554767
23	Школа №19 Лукина	806,8158	17,82597	146,6785	642,3113	134,8214	46,2075	141,284	54057
24	СШ №10 Гастелло	2119,664	46,83386	341,1073	1731,723	241,7019	47,1075	332,837	83040
25	Баня №5	1013,508	16,19077	319,8791	677,4379	509,97	171,37	169,488	5439
26	1-я Горбольница	623,0107	9,4382	4,313547	609,259	598,0679	216,4679	90,986	25394
27	Сан. Лесная школа	1011,315	21,043	249,1224	741,15	38,47	24,07	167,2	39615
28	Школа Интернат Дубровенка	1562,11	26,851	145,6078	1389,651	552,8048	206,5528	277,453	21930
29	Школа №1 Эст. воспитания	921,6728	20,36202	214,4057	686,9051	203,4066	46,4055	150,266	60820
30	Д/с №6 Красный Бор	293,461	5,58	91,51299	196,368	200,4744	180,3434	61,185	16095
31	Дом ребенка	801,0005	11,04	79,31782	710,6427	55,85	28	93,345	46704
32	Соболева ЖБИ	7679,358	174,9726	1073,344	6431,042	2592,207	163,135	1135,858	126640
33	Гнездово Шк. №18	3411,468	75,35382	1194,314	2141,8	1262,542	44,53083	493,817	179560
34	2-й Краснофлотский пер. 2	10242,18	226,3239	973,3386	9042,52	4140,259	342,8818	1584,562	279200
35	Лавочкина, 39	9004,993	199,0026	360,0542	8445,937	1199,002	132,002	1149,323	226380
36	Ситники - 4	11519,18	254,5344	1314,26	9950,386	2500,664	273,4638	2005,972	345424
37	Торфопредприятие	1954,242	43,17754	352,9037	1558,161	455,157	120,996	313,214	33800

38	М. Краснофлотская, 33	6551,445	144,7825	226,7037	6179,959	2160,816	58,68633	764,433	103000
39	Строгань Колодня	11414,37	252,2463	500,0073	10662,12	314,8	172	1792,549	244160
40	Миловидово	3546,436	78,33906	1125,518	2342,579	1154,897	30,102	561,746	0
41	Сакта 4 Красн. пер.	4392,777	97,07057	349,5058	3946,201	912,5608	193,5814	648,768	202463
42	Лавочкина, 47/1	3721,609	82,23989	277,502	3361,867	720,6311	158,7238	507,981	133690
43	Ракитная	2061,236	45,54404	299,039	1716,653	169,4	123	307,662	105080,0
44	Радищева	4461,816	98,58223	757,173	3606,061	966,6	215	676,413	136080
45	Николаева, 21 б	1000,01	9,808466	9,354682	980,8466	49,09865		140,513	16034
46	Гнездово	28959,43	639,943	2183,19	26136,3	5646	34	4031	1286507
47	Николаева, 27 а	1817,512	17,91559	8,037615	1791,559	84,5225		228,476	26689
50	Мебельный комбинат	13035,84	288,0701	835,4024	11912,37	2947,821	422,7203	1603,061	692488
51	АТП - 5	1574,93	34,79499	340,2359	1199,899	692,92	57,9575	247,435	165760
52	Школа №13	772,8556	10,62	14,71563	747,52	174,48	160,5	105,956	46120
53	Н.-Неман - 2	7650,411	169,0619	467,4374	7013,912	993,1199	185,785	1077,907	279910
54	З. Космодемьянской, 3	10549,88	233,1318	752,6356	9564,11	1364,161	230,6251	1441,631	289860
55	Краснинское шоссе, 3 б	7637,115	135,7273	2088,921	5412,467	2832,096	345,6633	1306,501	213600
56	гор. Коминтерна	6486,92	138,5673	1309,053	5039,299	1485,727	151,7969	995,583	234120
57	пер. Юннатов	864,5881	8,560278	0	856,0278	94,0545		121,042	17537
59	Гагарина, 26 (1)	1322,601	13,09506	0	1309,506	291,437		194,292	22200,00
60	Гагарина, 26 (2)	2377,292	21,74703	180,8418	2174,703	614,419		391,278	39517
61	Гагарина, 26 (3)	1634,853	16,10709	8,037615	1610,709	279,394		217,396	29781,00
62	Гагарина 74	1034,441	10,04136	20,2638	1004,136	160,742		149,703	21710,00
63	Гагарина, 76	587,3383	5,791183	2,428812	579,1183	96,26		80,574	14793
64	Дохтурова, 29	1182,886	11,40201	31,2821	1140,201	255,387		154,101	13398
65	Николаева, 27 а, в	1694,447	16,7767	0	1677,67	66,44		163,161	20035
66	Стекло Колхозная	9182,071	120,2218	595,6233	8466,226	10599,48		1175,338	223380
67	Нахимова, 18	13293,17	293,7511	1007,056	11992,36	1737,034	225,1513	1827,742	328151
68	Кловская, 27	2264,346	22,41927	0	2241,927	149,271		240,282	127460

69	Московский Большак, 12	85,73416	1,894524	7,101088	76,73855	21,632		27,426	0
	Хладокомбинат	1973,825	43,59917	674,8072	1255,419	156,748		333,596	41520
	79 ЦИБ	3084,742	68,16382	306,0183	2710,56	812		457,289	
72	Станционная, 1	6105,539	142,4525	1745,683	4217,403	322,022		1101,983	
	Тасис-Агро, ул. Вокзальная1					8221,81			161120
	Всего:	395733,5	8338,341	40531,04	346864,1	99095	8341,07	59081,18	12035945

Таблица 1.10.6

№ кот.	Наименование котельной	2011 год							
		Тепловая энергия, Гкал/год				Вода, м3/год		Топливо	ЭЭ
		производство	собств. нужды	потери в т/с	реализация	собств. нужды	в т.ч. хоз. нужды	тыс. м3	кВт*ч/год
1	Нормандия-Неман, 1	16783,43	371,7261	1194,471	15217,23	2256,551	364,9256	2483,43	550996
2	Дорогобужская	9171,044	203,1242	678,6992	8289,221	1837,2	472	1370,81	208582
4	Ак. Петрова	5999,526	131,7774	925,5898	4942,159	1691,3	425	1054,987	208702
5	Нахимова, 5	6449,023	142,8363	532,7639	5773,423	1778,261	429,19	1008,766	76092
6	2-й Краснофл.-1	5834,477	129,2241	392,8259	5312,427	1501,12	399,51	908,828	173036
7	Вяземская	11317,25	250,6629	1206,465	9860,118	2064,655	319	1666,487	267772
8	Парковая 20	1683,291	37,28214	113,9495	1532,059	567,89	98,00	261,215	105204
9	Багратиона, 9	0	0	0	0			0	55020
10	Баня №4	1370,819	0	706,6433	664,1762	1404,22	247,11	302,746	81183
12	Вишенки - РГ	9391,911	208,0189	978,2758	8205,617	1471,461	0	1403,182	395657
13	Областная больница	1933,705	5,166253	84,8729	1843,666	1820,8	450	271,952	27775
14	Гедеоновка	8191,281	181,4334	1557,31	6452,538	2071,2	263	1247,379	198944
15	Кловка 1 (1)	7140,242	158,1436	367,837	6614,262	2235,674	329	1044,507	261272
16	Кловка 2	3429,519	75,96367	784,5023	2569,053	1421,436	259	476,257	200973

18	Гарабурды	17945,41	396,3622	2026,102	15522,95	2434,488	406	2769,424	309245
19	Ситники 1	11001,65	243,6715	1031,543	9726,44	1618,9	368	1685,36	259352
20	Ситники 2	12994,67	287,8119	1002,556	11704,3	1578,8	395	2097,411	256096
21	Ситники 3	34962,82	774,3754	2979,969	31208,47	3072,8	355	5038,095	696199
23	Школа №19 Лукина	667,5084	14,78433	55,97519	596,7489	355,0039	146,2075	122,679	37060
24	СШ №10 Гастелло	1986,333	43,9963	363,8387	1578,498	367,8458	97	299,128	92266
25	Баня №5	788,2273	17,72987	50,27772	720,2197	987,94	171,37	168,449	4343
26	1-я Горбольница	629,0895	1,562403	2,987063	624,54	1218,936	216,4679	93,689	24657
27	Сан. Лесная школа	791,8953	2,643759	203,6577	585,5938	52,4		160,837	34098
28	Школа Интернат Дубровенка	1425,106	1,386019	180,9198	1242,8	797,7575	206,5528	245,563	29326
29	Школа №1 Эст. воспитания	834,1083	18,47412	54,97564	760,6585	249,6121	46,4055	120,973	54815
30	Д/с №6 Красный Бор	257,2965	0,961093	74,35639	181,979	19,131		52,48	24627
31	Дом ребенка	743,4761	1,986327	43,96342	697,5263	11,6		81,438	35050
32	Соболева ЖБИ	6975,457	154,4983	811,0565	6009,902	1664,109	263,135	997,298	114748
33	Гнездово Шк. №18	3075,837	68,13298	1044,537	1963,167	1795,973	144,5308	426,815	162336
34	2-й Краснофлотский пер. 2	9355,85	207,2232	1283,431	7865,196	1655,164	342,8818	1512,882	238873
35	Лавочкина, 39	8190,591	181,4067	399,8228	7609,362	1022,604	232,002	1041,644	228411
36	Ситники - 4	10461,14	231,7032	1321,414	8908,022	2218,6	373	1792,661	346019
37	Торфопредприятие	1940,763	42,98844	507,775	1390	781,061	220	253,937	34614
38	М. Краснофлотская, 33	6250,854	138,4449	288,872	5823,537	2280,8	158	666,406	86252
39	Строгань Колодня	11233,2	248,7937	416,8153	10567,59	646,4	163	1698,1	187095
40	Миловидово	3621,293	80,21682	1375,39	2165,685	1164,773	30,102	515,135	150976
41	Сакта 4 Красн. пер.	4290,077	95,02015	488,7834	3706,273	1089,189	243	592,504	171230
42	Лавочкина, 47/1	3557,575	78,7951	303,8653	3174,915	1032,571	358	501,338	121039
43	Ракитная	2027,09	44,8983	296,8684	1685,323	346,2	113	285,793	111100,0
44	Радищева	4362,86	96,63543	824,6345	3441,59	1159,6	315	616,498	122983
45	Николаева, 21 б	930,6654	9,234425	0	921,431	49,09865		135,536	14731
46	Гнездово	27570,67	610,6532	2651,825	24308,19	6931	52	3577,938	1293468

47	Николаева, 27 а	1608,442	15,95959	0	1592,483	84,9225		224,944	33826
50	Мебельный комбинат	12642,42	280,0141	1385,434	10976,97	2530,341	422,7	1755,258	511779
51	АТП - 5	1524,125	33,75917	336,8507	1153,515	924,8	203,5	272,096	131074
52	Школа №13	590,8008	1,562403	19,59384	569,6446	299,4	128,6	96,789	40029
53	Н.-Неман - 2	7003,707	155,12	400,8224	6447,765	941,3709	185,175	940,706	264205
54	З. Космодемьянской, 3	9677,087	214,3314	623,7236	8839,032	1297,769	330	1239,109	273775
55	Краснинское шоссе, 3 б	4795,425	106,21	242,8924	4446,322	1904,209	359,3063	766,042	199790
56	гор. Коминтерна	5587,061	123,7497	928,5885	4534,723	1617,322	385,4459	748,785	220236
57	пер. Юннатов	814,7798	8,084563	0	806,6952	94,0545		115,82	17917
59	Гагарина, 26 (1)	1258,713	12,48944	0	1246,224	291,437		177,369	21845,00
60	Гагарина, 26 (2)	2092,631	20,7639	0	2071,867	414,419		241,389	39060
61	Гагарина, 26 (3)	1544,092	15,32108	0	1528,77	279,394		213,068	29697,00
62	Гагарина 74	924,1459	9,169736	0	914,9762	160,742		142,722	21611,00
63	Гагарина, 76	565,1794	5,60793	0	559,5715	96,26		74,382	14839
64	Дохтурова, 29	1132,297	10,7392	49,97785	1071,58	255,387		155,447	14125
65	Николаева, 27 а, в	1532,125	15,20234	0	1516,923	66,44		146,765	23531
66	Стекло Колхозная	8494,003	0	621,7245	7872,278	4818,916		1033,155	205320
67	Нахимова, 18	12984,83	287,5974	1336,408	11360,83	2021,685	225,1513	1711,49	333629
68	Кловская, 27	2033,592	20,1781	0	2013,414	148,771		236,829	134687
69	Московский Большак, 12	89,56668	1,983863	16,99247	70,59034	21,632		20,17	0
	Хладокомбинат	1686,422	31,81891	555,7537	1098,85	175,448		331,68	97098
	79 ЦИБ	6385,48	141,4355	1197,469	5046,575	5241,854		1263,007	335637
72	Станционная, 1	5732,061	134,0894	551,5705	5046,401	399,2222		645,148	134358
73	Сортировка БМК	4447,759			4447,759			656,88	
	Всего:	372713,8	7634,937	37878,22	327200,6	82809,91	11711,27	54259,61	11150285

Таблица 1.10.7

№ кот.	Наименование котельной	2012 год							
		Тепловая энергия, Гкал/год				Вода, м3/год		Топливо	ЭЭ
		производство	собств. нужды	потери в т/с	реализация	собств. нужды	в т.ч. хоз. нужды	тыс. м3	кВт*ч/год
1	Нормандия-Неман, 1	16686,01	366,7037	1487,067	14832,24	2772,644	314,247	2555,262	552630
2	Дорогобужская	10120,66	202,5628	808,9506	9109,149	1709,675	298,974	1409,958	185120
4	Ак. Петрова	6006,26	141,8198	1163,829	4700,612	1490,844	227,621	1159,266	206725
5	Нахимова, 5	6848,716	150,8759	495,1188	6202,721	892,918	28,403	1064,998	80910
6	2-й Краснофл.-1	6017,699	125,2912	499,3944	5393,014	2279,27	189,13	920,762	111600
7	Вяземская	11446,1	251,9911	1487,066	9707,04	2170,564	345,125	1717,732	286600
8	Парковая 20	1798,313	40,07333	88,04524	1670,195	144,558	50,36	269,399	99459
12	Вишенки - РГ	9622,385	222,6553	841,4455	8558,284	14580,77		1349,712	396021
13	Областная больница	2435,896	20,733	36,1414	2379,021	1611,35	270,275	335,936	28800
14	Гедеоновка	8610,325	192,9977	1452,862	6964,466	2658,116	292,855	1275,188	192040
15	Кловка 1 (1)	7353,639	144,0045	499,3945	6710,24	888,942	236,669	1011,447	241447
16	Кловка 2	3435,666	84,56029	884,6163	2466,49	521,858	169,656	510,207	196500
18	Гарабурды	17633,41	393,8803	2052,306	15187,22	2918,489	280,682	2906,349	419200
19	Ситники 1	11548,44	244,6431	1328,868	9974,927	1702,783	305,811	1700,394	267480
20	Ситники 2	13787,14	287,2193	1093,708	12406,21	1494,215	283,58	2081,176	290286
21	Ситники 3	35563,59	769,1596	2802,258	31992,17	4258,717	317,446	5082,959	1020840
23	Школа №19 Лукина	744,7402	15,80223	65,18763	663,7503	229,815	85,822	144,73	13912
24	СШ №10 Гастелло	1860,473	46,0587	295,8741	1518,54	408,1311	17,837	322,4	87720
25	Баня №5	792,5035	18,49871	0	774,0048	977,216	131,908	176,576	4025
26	1-я Горбольница	664,5561	8,832092	2,342	653,382	1180,154	197,677	106,513	10229
27	Сан. Лесная школа	818,0679	9,377	98,2148	710,4761	52,8		193,429	32244
28	Школа Интернат Дубровенка	1499,963	11,064	292,453	1196,446	798,616	264,329	269,255	43080
29	Школа №1 Эст. воспитания	921,3173	17,60486	95,21455	808,4979	159,926	51,624	147,72	56500

30	Д/с №6 Красный Бор	231,6707	4,989316	22,8643	203,8171	66,562		91,366	13639
31	Дом ребенка	746,7525	18,29	61,81132	666,6511	31		102,523	35877
32	Соболева ЖБИ	6860,618	150,252	958,5979	5751,768	1667,695	168,779	989,674	122640
33	Гнездово Шк. №18	2926,64	74,1228	1042,4	1810,117	2037,149	58,763	496,291	163800
34	2-й Краснофлотский пер. 2	8865,845	204,8047	1328,013	7333,028	1625,645	253,043	1484,012	214039
35	Лавочкина, 39	8358,602	182,9785	790,9929	7384,63	926,496	160,22	1108,942	222052
36	Ситники - 4	11686,78	237,0774	1701,703	9748,002	2668,09	325,259	1880,236	390200
37	Торфопредприятие	1738,956	45,70536	478,8714	1214,38	380,705	87,564	266,296	35160
38	М. Краснофлотская, 33	6853,972	155,9992	553,2674	6144,706	1193,123	54,627	716,404	88280
39	Строгань Колодня	12019,26	252,5396	554,1223	11212,6	757,88	181,54	1742,579	108524
40	Миловидово	3303,917	83,52137	1265,589	1954,807	839,215	61,864	497,483	132377
41	Сакта 4 Красн. пер.	4126,256	98,14084	460,0585	3568,056	387,16	140,229	604,669	178620
42	Лавочкина, 47/1	3458,822	79,91996	349,7471	3029,155	444,274	158,266	512,966	102760
43	Ракитная	1996,01	47,23161	325,8035	1622,975	468,84	131,54	341,613	115820
44	Радищева	3961,087	99,21872	801,2544	3060,614	923,592	192,292	680,676	109600
45	Николаева, 21 б	525,8477	8,660339	0	517,1874	47,10095		131,119	29426
46	Гнездово	28372,39	602,1858	3224,686	24545,52	9077	50	3866,128	1270158
47	Николаева, 27 а	1014,861	13,2519	21,3781	980,2313	81,061		223,239	31109
50	Мебельный комбинат	12799,42	292,5022	1675,195	10831,72	2021,674	356,161	1860,009	578005
51	АТП - 5	1308,947	36,22249	292,4536	980,2705	579,043	122,783	272,412	110373
52	Школа №13	678,6636	5,945013	8,29025	664,4283	411,74	147,14	125,2	45940
53	Н.-Неман - 2	6925,436	147,3846	558,398	6219,654	823,888	131,919	930,123	223261
54	З. Космодемьянской, 3	9749,812	204,6034	891,8979	8653,311	1016,689	208,364	1236,955	268089
55	Краснинское шоссе, 3 б	4154,152	90,71271	454,9278	3608,512	1097,542	191,54	704,613	174251
56	гор. Коминтерна	5174,709	128,1223	822,6327	4223,954	1913,796	459,362	690,521	233120
57	пер. Юннатов	729,0848	7,363956	0	721,7208	93,1485		118,617	18300
59	Гагарина, 26 (1)	1314,287	12,7524	0	1301,535	299,487		190,454	23142
60	Гагарина, 26 (2)	2208,002	20,59775	0	2187,404	404,992		256,393	38826

61	Гагарина, 26 (3)	1494,887	14,03978	42,7563	1438,091	285,631		219,373	30487
62	Гагарина 74	161,9719	2,961594	0	159,0103	154,924		48,488	6103
63	Гагарина, 76	557,2097	5,429595	0	551,7801	99,32		75,237	15192
64	Дохтурова, 29	1199,213	10,90137	16,2474	1172,064	245,408		147,579	23440
65	Николаева, 27 а, в	823,3528	12,92281	11,97178	798,4582	42,017		157,31	24433
66	Стекло Колхозная	8638,983	0	1097,984	7540,999	1535,989		1114,524	234120
67	Нахимова, 18	13152,84	278,6194	1395,561	11478,66	1422,469	185,679	1709,634	303251
68	Кловская, 27	2158,646	21,26679	0	2137,379	117,647		267,166	130500
69	Московский Большак, 12	103,7968	2,38264	23,6834	77,73076	21,632		21,667	61320
	Хладокомбинат	1613,489	36,49656	459,1	1117,892	122,193		328,29	74419
	79 ЦИБ	5972,795	136,9653	1502,5	4333,329	4065,554	139,8	1387,868	320910
72	Станционная, 1	6017,149	139,8046	932,0889	4945,256	797,412		734,962	114486
73	Сортировка БМК	27880,46	613,8234	1537,46	25729,18	505,1		4364,78	887740
	Всего:	398081,5	8347,118	43534,66	346199,7	87602,26	8326,761	59409,76	12127157

Таблица 1.10.8

№ кот.	Наименование котельной	2013 год							
		Тепловая энергия, Гкал/год				Вода, м3/год		Топливо	ЭЭ
		производство	собств. нужды	потери в т/с	реализация	собств. нужды	в т. ч. хоз. нужды	тыс. м3	кВт*ч/год
1	Нормандия-Неман, 1	18424,84	397,779	1383,686	16643,38	2016,091	448,652	2995,198	545583,5
2	Дорогобужская	9669,862	233,509	875,2352	8561,117	1272,032	445,22	1537,15	206533,1
4	Ак. Петрова	6546,809	143,573	762,9126	5640,324	1406,247	405,395	1023,093	206651,9
5	Нахимова, 5	7344,256	160,583	568,029	6615,644	1240,879	423,685	1183,25	75344,54
6	2-й Краснофл.-1	6021,262	136,798	450,6336	5433,831	1172,172	474,046	989,6832	171336,2
7	Вяземская	12188,68	270,86	1620,164	10297,66	2079,495	463,065	2048,425	265141,6
8	Парковая 20	1575,126	33,71178	125,8821	1415,532	635,2787	271,284	287,4654	104170,6

12	Вишенки - РГ	10476,72	215,9587	1004,62	9256,138	1928,818	419,808	1492,226	391770,4
13	Областная больница	1620,581	42,8881	94,1526	1483,54	2504,674	711,737	223,6612	27502,16
14	Гедеоновка	9024,306	217,1962	1650,834	7156,276	2422,88	448,652	1328,633	196989,7
15	Кловка 1 (1)	6987,921	176,8188	358,92	6452,182	1415,285	434,221	1060,765	258705,5
16	Кловка 2	7263,995	111,7499	1187,375	5964,87	976,4022	347,725	1141,863	198998,8
18	Гарабурды	18910,73	391,4737	2150,53	16368,72	2858,069	470,262	2988,98	306207,2
19	Ситники 1	12168,25	268,9224	1051,99	10847,34	1360,242	419,808	1885,441	256804,3
20	Ситники 2	13731,97	331,795	1032,413	12367,76	1385,313	405,395	2182,793	253580,3
21	Ситники 3	37828,3	873,0526	2676,019	34279,23	2938,442	486,789	5182,555	689360,1
23	Школа №19 Лукина	776,0132	17,63914	46,0605	712,3135	766,5882	352,846	138,6663	36695,95
24	СШ №10 Гастелло	2345,905	45,13117	354,4124	1946,361	881,5486	352,846	370,7641	91359,66
25	Баня №5	703,5264	18,70312	0	684,8233	1616,602	419,901	124,3045	4300,338
26	1-я Горбольница	545,7303	15,48202	2,9326	527,3157	1755,472	441,436	79,59107	24414,79
27	Сан. Лесная школа	962,2629	22,76435	271,2957	668,2028	54,2212		191,6966	33763,05
28	Школа Интернат Дубровенка	1542,467	33,44785	187,6585	1321,361	955,1482	405,395	267,1672	29037,93
29	Школа №1 Эст. воспитания	781,5732	19,39541	61,42014	700,7576	73,3711		128,7121	54276,54
30	Д/с №6 Красный Бор	347,2832	7,788255	138,6337	200,8612	36,8092		69,27189	24385,08
31	Дом ребенка	704,9495	17,07248	123,8858	563,9912	31,0411		116,6992	34705,7
32	Соболева ЖБИ	7193,258	168,6536	855,8633	6168,741	1535,189	477,477	1002,256	113620,8
33	Гнездово Шк. №18	3534,025	75,53566	1231,785	2226,704	1541,621	261,137	570,7628	160741,3
34	2-й Краснофлотский пер. 2	9789,593	198,9737	1315,369	8275,251	2103,783	405,395	1560,67	236526,5
35	Лавочкина, 39	8502,927	191,2646	615,8558	7695,807	1097,552	390,982	1133,364	226167,3
36	Ситники - 4	11348,53	250,9226	1133,061	9964,551	1962,372	441,436	1585,231	342620
37	Торфопредприятие	2354,681	44,57192	611,074	1699,035	1015,653	390,982	398,0199	34273,98
38	М. Краснофлотская, 33	7553,446	161,0771	694,3603	6698,008	1772,463	369,558	1305,788	85404,73
39	Стrogань Колодня	12604,25	276,435	473,5976	11854,21	2269,64	753,788	2091,052	185257,1
40	Миловидово	4181,271	86,8593	1574,855	2519,557	1036,581	234,779	680,6163	149492,9
41	Сакта 4 Красн. пер.	4750,121	99,02152	616,2797	4034,82	1041,853	390,982	757,6626	169548

42	Лавочкина, 47/1	3843,966	73,17823	358,4231	3412,365	922,1513	376,569	592,8005	119850
43	Ракитная	2253,386	48,06942	354,623	1850,693	916,9012	376,569	353,7327	110008,6
44	Радищева	4780,354	98,97242	924,7931	3756,589	1012,126	376,569	801,9821	121774,9
45	Николаева, 21 б	965,7597	9,498221	0	956,2615	53,2367		141,3017	14586,29
46	Гнездово	29184,86	698,3256	3208,105	25278,43	2724,213	300,846	3941,941	1280762
47	Николаева, 27 а	1698,563	17,48585	0	1681,077	69,4387		257,6646	33493,72
50	Мебельный комбинат	14233,94	300,4029	1831,24	12102,3	1833,522	463,065	1961,445	506751,7
51	АТП - 5	1656,136	30,57347	327,2836	1298,279	1002,919	361,137	235,76	129786,4
52	Школа №13	582,8336	13,2095	10,66325	558,9609	1004,533	476,569	79,44986	39635,79
53	Н.-Неман - 2	7283,038	158,3979	504,7703	6619,87	1122,523	390,982	1052,262	261609,7
54	З. Космодемьянской, 3	10525,68	227,4792	937,009	9361,189	1393,74	448,652	1446,063	271085,7
55	Краснинское шоссе, 3 б	5702,711	124,9643	205,8553	5371,891	1664,114	654,067	827,1133	197827,4
56	гор. Коминтерна	6391,068	123,9128	1044,961	5222,194	1325,296	390,982	916,4684	218072,6
57	пер. Юннатов	877,493	7,890159	0	869,6028	30,9128		121,527	17741
59	Гагарина, 26 (1)	1333,108	13,11097	0	1319,997	42,0308		183,0512	21630,41
60	Гагарина, 26 (2)	2246,219	22,28473	0	2223,934	65,7491		307,647	38676,31
61	Гагарина, 26 (3)	1663,936	15,63837	0	1648,297	57,6677		230,5008	29405,28
62	Гагарина 74	0	0	0	0	0		0	0
63	Гагарина, 76	592,5834	5,548541	0	587,0349	50,0994		82,63973	14693,23
64	Дохтурова, 29	1199,148	13,51763	0	1185,63	36,8218		167,2292	13986,25
65	Николаева, 27 а, в	1734,189	9,656807	0	1724,533	56,4292		263,9922	23299,85
66	Стекло Колхозная	9172,605	212,6552	1163,571	7796,379	499,2846		1247,983	203303,1
67	Нахимова, 18	13744,49	311,005	1407,689	12025,79	1555,88	419,81	1884,414	330351,7
68	Кловская, 27	2171,097	20,79216	44,3302	2105,975	88,475	0	292,5514	133363,9
69	Московский Большак, 12	91,79148	0,930526	7,711796	83,14916	8,111		13,44258	6436,149
	Хладокомбинат	1531,772	29,36886	201,1203	1301,283	306,597	0	206,8327	96144
	79 ЦИБ	11034,58	220,5592	1148,48	9665,545	3592,017	349,803	1538,105	332339
72	Станционная, 1	6045,765	66,4343	861,448	5117,883	349,72		817,2481	133038

73	Сортировка БМК	30837,44	664,7304	1295,177	28877,53	1065,933		4494,555	793589
	Всего:	433683,9	9296,001	43139,05	381248,9	72010,27	18550,3	64583,18	11684514

1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения г. Смоленска.

1.11.1 Динамика утвержденных тарифов теплоснабжающих организаций г. Смоленска.

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию по филиалу ОАО «Квадра» - «Западная генерация» представлен в таблице 1.11.1

Таблица 1.11.1

Наименование	Единицы измерения	2010 год	2011 год	2012 год			2013 год	
				с 01.01.2012	с 01.07.2012	с 01.09.2012	с 01.01.2013	с 1.07.2013
1. Для потребителей, оплачивающих производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах)								
горячая вода	руб/Гкал	-	-	555,89	569,5	633,17	633,17	695,22
отборный пар	руб/Гкал	-	-	531,53	563,49	588,75	588,75	646,45
острый и редуционный пар	руб/Гкал	-	-	730,1	760,41	897,57	897,57	985,53
2. Для потребителей, оплачивающих производство и тепловую энергию								
горячая вода	руб/Гкал	715,6	820,08	-	-	-	-	-
отборный пар	руб/Гкал	880,39	1008,93	-	-	-	-	-
острый и редуционный пар	руб/Гкал	880,39	1008,93	-	-	-	-	-

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию за последние 5 лет (руб/Гкал) МУП «Смоленсктеплосеть» представлена в таблице 1.11.2

Таблица 1.11.2

Наименование организации	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год			2013 год			
					с 01.01.2012 по 30.06.2012	с 01.07.2012 по 31.07.2012	с 01.09.2012 по 31.12.2012	выработка с 01.01.2013 по 30.06.2013	передача 01.01.2013 по 30.06.2013	выработка с 01.07.2013 по 31.12.2013	передача 01.07.2013 по 31.12.2013
МУП "Смоленсктеплосеть"	791,19	938,55	1082,21	1241,42	1241,42	1315,94	1383	1759,66	368,36	1880,76	412,16

Как видно из представленных таблиц средний рост тарифа на отпущенную тепловую энергию, у ресурсоснабжающих организаций города Смоленска, составляет на 2013 год порядка 29 %. Самый низкий тариф на отпущенную тепловую энергию наблюдается при комбинированной выработке энергии на ТЭЦ – 2 и, на 1 июля 2013 года составляет 695,22 руб./Гкал.

1.11.2 Структура цен (тарифов) теплоснабжающей организации г. Смоленска. Смоленская ТЭЦ – 2

На момент разработки схемы теплоснабжения города Смоленска установлены следующие структуры цен (тарифов) на отпущенную тепловую энергию.

Структура затрат на производство тепловой энергии Смоленской ТЭЦ-2 в 2012 году (тыс.руб.) представлена в таблице 1.11.3.

Таблица 1.11.3

Статьи затрат	2012 год	
	план	факт
1. Отпуск тепла, Гкал	496014	415954
2. Топливо	210247	175959,7
3. Энергия со стороны	25800	30271,2
4. Вода на технологические цели	0	0
5. Услуги производственного характера	36726	36797,4
6. Вспомогательные материалы	17017	15524,3
7. Фонд оплаты труда	30309	30128,5
8. Отчисления на соцстрах	7880	8074,9
9. Амортизация основных средств	4385	5562,7
10. Прочие денежные расходы	6213	6463,4
11. Плата за выбросы и сбросы	200	197,2
12. Плата за землю	5000	5323,6
13. Страхование от несчастных случаев	61	66,5
14. Итого затрат	343838	314369,4
15. Себестоимость 1 Гкал	693,20	755,78

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ – 2»

Структура затрат на производство тепловой энергии котельным цехом ПП «Смоленской ТЭЦ-2» в 2008 - 2010 годах (тыс.руб.) представлена в таблице 1.11.4.

Таблица 1.11.4

Статьи затрат	2008 г		2009 г		2010 г	
	план	факт	план	факт	план	факт
1. Отпуск тепла, Гкал	446332	403803	452998	404651	496014	415954
2. Топливо	128425	116250,7	154722	136020,9	210247	175959,7
3. Энергия со стороны	18711	18463,9	23635	22786,5	25800	30271,2
4. Вода на технологические цели	0	0	0	0	0	0
5. Услуги производ. характера	32955	29931,4	34295	31041,8	36726	36797,4
6. Вспомогательные материалы	17411	16997,8	22810	19653,6	17017	15524,3
7. Фонд оплаты труда	20585	20735,8	24575	26559	30309	30128,5
8. Отчисления на соцстрах	5484	5395,3	6076	6707,5	7880	8074,9
9. Аморт. основных средств	2075	2058,1	2188	2175,5	4385	5562,7
10. Прочие денежные расходы	10538	9342,9	5420	5100,2	6213	6463,4
11. Плата за выбросы и сбросы	175	155,7	230	210,5	200	197,2
12. Плата за землю	2800	2799,2	3175	3197,3	5000	5323,6
13. Страх. от несч. случаев	41	41,5	49	53,2	61	66,5
14.Итого затрат	239200	222172,3	277175	253506	343838	314369,4
15.Себестоимость 1 Гкал	535,92	550,20	611,87	626,48	693,20	755,78

На момент разработки схемы теплоснабжения города Смоленска установлены следующие структуры цен (тарифов) на отпущенную тепловую энергию.

Общая структура цен (тарифов) МУП «Смоленсктеплосеть» за 2009 - 2013 года приведена в Таблице 1.11.5

Таблица 1.11.5

№ п/п	Наименование показателя	ед.изм.	Тарифный план на 2008 год	Тарифный план на 2009 год	Тарифный план на 2010 год	Тарифный план на 2011 год	Тарифный план на 2012 год	Тарифный план на 2013 год
1	Выработка	Гкал	425073,17	421086	414324,48	417120	418984	433684
2	Собственные нужды	Гкал	9266	9092	9086	8930	8921	9296,05
	Собственные нужды	%	2,18	2,16	2,19	2,14	2,13	2,14
3	Отпуск	Гкал	415807	411994	405238,01	408190	410063	424387,95
4	Потери	Гкал	41730	42298	42688	41557	43835	43138,95
	Потери	%	9,82	10,04	10,30	9,96	10,46	9,95
5	Хозяйственные нужды	Гкал						
6	Реализация	Гкал	374077	369696	362550,01	366633	366228	381249
	РАСХОДЫ							
7	Топливо	руб.	127833700	149332642	184930704	213937990	228918932	267715946
	газ	тыс.м3	63870	62229	61209	62786	62486	64583
8	ЭЭ на технологич. нужды	руб.	61924300	79901626	84002377	94432438	103090188	109489807
	ЭЭ на технологич. нужды	кВтч	24321875	24334456	22753846	22908772	22523753	20261350
9	Водопотребление	руб.	1922490	3145272	3361726	3762559	5121409	4907707
	собств.нужды+потери в т/с	м3	110506	125679	133403	129329	152124	133650
10	Водоотведение	руб.	729710	265635	467722	777005	426814	368205
	Собственные нужды	м3	73503	24820	72226	88760	66754	61109
11	Фонд оплаты труда рабочих	руб.	71283700	91402920	101436624	133410684	136822378	145514173
12	Отчисления на соц. нужды	руб.	18676400	23947565	26576395	45626425	44065696	43945280
13	Амортизация	руб.	17632000	24320642	27063563	27999941	36954185	47810413
14	Прочие расходы	руб.	1110487063	1304953200	1441736629	1637204509	1706246871	483467118
15	Капитальный и текущий ремонт	руб.	58274000	63110710	78700000	84209000	85053839	88432800
	в т.ч. зданий и сооружений	руб.						
	в т.ч. оборудования котельной	руб.						
	в т.ч. оборудования теп. Сетей	руб.						
16	Всего расходов	руб.	1468763363	1740380100	1948275740	2241360551	2346700313	1191651449
17	Себестоимость	руб./Гкал	784,33	929,8	1138,27	1232,13	1290,98	689,125

18	Прибыль	руб.	12848503	16386931	16386895	16886647	16934318	17840386
19	Необходимая валовая выручка	руб.	1481611866	1756767031	1964662529	2258247198	2363634631	1209491835
20	НВВ на 1 Гкал	руб./Гкал	791,19	938,55	1082,21	1241,42	1300,29	699,44
21	Рентабельность	%	0,88	0,94	0,84	0,75	0,72	1,5

1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.

Плата за подключение к системе теплоснабжения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения.

Плата за подключение к системе теплоснабжения, утвержденная для ООО «Смоленская ТСК» на 2013 год - 2451,47 руб. (Гкал/час) без НДС.

За подключение к системе теплоснабжения МУП «Смоленсктеплосеть» дополнительная плата не взимается.

1.11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплоснабжающих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.

Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Смоленске не взимается.

1.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения г. Смоленска.

1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения.

В настоящее время системы теплоснабжения г. Смоленска находятся в удовлетворительном состоянии и готовы к производству тепловой энергии для теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха отопительного периода 2013/2014 года. Однако, согласно проведенного специалистами ООО «Омега – Спектр» анализа существующего положения систем теплоснабжения, был выявлен ряд причин, способных снизить качество и эффективность теплоснабжения города, такие как:

- высокий уровень износа основных фондов (теплосетей и оборудования);
- морально устаревшее оборудование;
- отсутствие автоматизации, диспетчеризации некоторых источников теплоснабжения;
- несовершенство схем теплоснабжения.

Все выше перечисленные причины приводят к увеличению ремонтного фонда и, как следствие, росту тарифа на отпущенную тепловую энергию.

1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения г. Смоленска.

Надежность системы теплоснабжения выражается частотой возникновения отказов и величиной снижения уровня работоспособности или уровня функционирования системы. Полностью работоспособное состояние - это состояние системы, при котором выполняются все заданные функции в полном объеме. Под отказом понимается событие, заключающееся в переходе системы теплоснабжения с одного уровня работоспособности на другой, более низкий в результате выхода из строя одного или нескольких элементов системы. Событие, заключающееся в переходе системы теплоснабжения с одного уровня работоспособности на другой, отражающийся на теплоснабжении потребителей, является аварией. Таким образом, авария также является отказом, но с более тяжелыми последствиями.

Проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения:

- частичное отсутствие дублирующей запорной арматуры в распределительных сетях, что приводит к необходимости использования для отключений запорной арматуры непосредственно от магистральных тепловых сетей;
- наличие теплотрасс, оперативная организация аварийно-восстановительных работ на которых затруднена;
- отсутствие в отдельных зданиях герметизации вводов теплотрасс;

- отсутствие защиты от превышения давления в системах теплоснабжения;
- наличие бесхозных тепловых сетей;
- отсутствие оперативного доступа к запорной арматуре вследствие постоянного затопления тепловых камер;
- наличие транзитных теплотрасс, находящихся в ветхом техническом состоянии;
- наличие участков магистральных тепловых сетей в ППУ напылении, подверженные интенсивной наружной коррозии;
- отсутствие приборного учета на границах эксплуатационной ответственности с транспортирующими организациями с выводом показаний на щит управления диспетчерской службы.
- выполнение кольцевых участков тепловых сетей;

Однако, основной причиной, приводящей к снижению надежного теплоснабжения является высокий процент износа тепловых сетей. Основная причина этого - наружная коррозия подземных теплопроводов, в первую очередь подающих линий водяных тепловых сетей, на которые, как показывает практика, приходится 80 % всех повреждений.

Для оценки надежности системы теплоснабжения используются такие показатели, как интенсивность отказов и относительный аварийный недоотпуск теплоты.

Объективная оценка надежности системы может быть произведена только при ведении тщательного учета всех аварий и отказов, возникающих в системе в процессе эксплуатации. Анализ зарегистрированных событий позволяет выявить наличие элементов пониженной надежности с целью принятия своевременных мер по замене или ремонту несовершенных и изношенных элементов системы. Учет аварий и отказов должен вестись на каждом предприятии в обязательном порядке.

1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.

В настоящее время развитие систем теплоснабжения города Смоленска происходит исключительно в логике решения локальных задач со сроком выполнения максимум два-три года. Усугубляет положение ведомственная и коммерческая разобщенность участников систем теплоснабжения, когда различные звенья технологически единой системы теплоснабжения оказались в собственности различных субъектов, преследующих свои цели. Решить эту проблему поможет создание единой программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры города Смоленска.

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

Все теплоисточники, расположенные на территории г. Смоленска работают на природном газе. Проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения не выявлено.

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

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

2 Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1.1 Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления.

Существующий жилой фонд в г. Смоленске по состоянию на 1.01.2013 г. составил 8001,5 тыс. м² при численности населения порядка 330,4 тыс. чел.

В качестве исходных данных при определении приростов строительных фондов использованы следующие материалы:

- на период до 2020 года – Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования города Смоленска на 2013-2015 годы с перспективой до 2020 года. Проект:

- на период до 2029 года – Положения о территориальном планировании. Проект по внесению изменений в генеральный план города Смоленска 1992 г., утвержденные решением Смоленского городского Совета от 22.12.2009 № 1347.

Новое жилищное строительство в городе предполагается:

- в южной части Ленинского и Промышленного районов в виде новых жилых районов комплексной застройки;

- в существующей части города в виде точечной застройки на свободных территориях;

- на реконструируемых территориях существующей части города после сноса ветхого жилья.

Увеличение площади зданий бюджетных учреждений всех уровней планируется с учетом темпов роста жилищного фонда города.

Свободные данные по изменению численности населения, объемам нового жилищного и общественного строительства и сносу ветхого жилья в г. Смоленске приведены в таблице 2.1, прогнозы приростов общей площади многоквартирных и жилых домов по планировочным районам города и этапам расчетного периода – в таблице 2.2.

Размещение новой жилой застройки в городе представлено на рисунке 2.1.

Одним из основных факторов развития жилищного строительства в городе Смоленске на перспективу является улучшение жилищных условий жителей города с обновлением жилищного фонда в результате вывода из эксплуатации ветхого и аварийного жилья.

Планируемые объемы сноса ветхого и аварийного жилого фонда с разбивкой по районам города представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.1 – Сводные данные по изменению численности населения, объемам нового жилищного и общественного строительства и сноса ветхого жилья в период 2013-2029 гг. по этапам расчетного периода.

Таблица 2.1

Наименование показателей	существующее состояние на 1.01.2013	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
Численность населения к концу периода, тыс.чел.	330,4	333,81	335,49	337,18	338,86	340,55	342,23	350,68	359,13
Жилой фонд к концу периода, тыс. м ² общей площади	8001,5	8555,6	8886,7	9124,6	9362,5	9600,4	9838,3	11349,1	12940
Обеспеченность жил. фондом к концу периода, м ² /чел.	24,2	26,6	26,5	27,1	27,6	28,2	28,7	32,4	36,0
Объем нового жилищного строительства, тыс.м ² , всего, в том числе:		275,2	341,1	247,9	247,9	247,9	247,9	1560,8	1640,9
- многоквартирные дома	-								
-индивидуальные жилые дома		269,0 6,2	325,6 15,5	227,9 20,0	225,5 22,4	218,3 29,6	217,9 30,0	1402,7 158,1	1455,4 185,5
Среднегодовой объем жилищного строительства, тыс. м ² /год	-	275,2	341,1	247,9	247,9	247,9	247,9	312,16	328,18
Снос ветхого жилья, тыс. м ²	-	10	10	10	10	10	10	50	50
Площадь зданий бюджетных учреждений всех уровней, тыс. м ²	471,1	503,7	524,5	537	549,5	562	574,5	637,0	699,5

Таблица 2.2 – Размещение объемов новой жилой застройки по планировочным районам города и по этапам расчетного периода

Таблица 2.2

Наименование планировочных районов и жилых зон	Объемы нового жилищного строительства, тыс. м ²																	
	Всего за период 2013-2029 гг.			в том числе по годам:														
				2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.		
	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего
Ленинский район, всего, в т.ч.	275,3	3675,2	3950,5	0	0	0	0,7	255,1	255,8	0	311,6	311,6	0	227,9	227,9	0	214,3	214,3
Юг-3, всего, в т.ч.	158,0	1844,3	2002,3	0	0	0	0	110	110	0	110	110	0	107	107	0	107,0	107,0
Район Одинцово	0	984,4	984,4			0		110	110		110	110		107	107		107,0	107,0
Район Пруды	62	50,9	112,8			0			0			0			0			0
Рябиновая поляна в пределах горчerty	36	295,4	331,8			0			0			0			0			0
Рябиновая поляна за границей горчerty	0	162,6	162,6			0			0			0			0			0
Рябиновая поляна-2 в пределах горчerty	19	176,1	195,1			0			0			0			0			0
Рябиновая поляна-2 за границей горчerty	41	161,1	201,8			0			0			0			0			0
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	0	13,8	13,8			0			0			0			0			0
Краснинское шоссе, всего, в т.ч.	10,7	747,9	758,6	0	0	0	0,7	84,6	85,3	0	141,1	141,1	0	57,7	57,7	0,0	44,1	44,1
Чернушки-Ясенное в пределах горчerty	0,7	286,1	286,8			0	0,7	84,6	85,3		141,1	141,1		40	40		20,4	20,4
Чернушки-Ясенное за границей горчerty	10,0	202,9	212,9			0			0			0			0			0
Реконструкция района Кповка	0,0	227,4	227,4			0		0	0		0	0		17,7	17,7		23,7	23,7
Реконструкция района Солдатская слобода	0,0	31,5	31,5			0			0			0		0	0			0
Миловидово, всего, в т.ч.	106,6	1083,0	1189,6	0	0	0	0	60,5	60,5	0	60,5	60,5	0	63,2	63,2	0,0	63,2	63,2
Район Вишенки-Алексино	23,2	148,2	171,4			0			0			0			0			0
Район Миловидово-Загорье в пределах горчerty	77,3	698,6	775,9			0		60,5	60,5		60,5	60,5		63,2	63,2		63,2	63,2
Район Миловидово-Загорье за границей горчerty	6,1	236,2	242,3			0			0			0		0	0		0	0
Промышленный район, всего, в т.ч.	79,0	740,9	819,9	0	85	85	0	13,9	13,9	0	14	14	0	0	0	0	0	0
Район Тихвинка	68,2	55,4	123,6			0			0			0			0			0
Район Киселевка за границей горчerty	10,8	572,6	583,4			0			0			0			0			0
Реконструкция района Офицерская слобода	0,0	27,9	27,9			0		13,9	13,9		14	14			0			0
Район Поповка	0,0	85,0	85,0		85	85												
Заднепровский район, всего, в т.ч.	113,0	225,1	338,1	0	213,9	213,9	5,5	0	5,5	15,5	0	15,5	20	0	20	22,4	11,2	33,6
Район Серебрянка	0,0	213,9	213,9		213,9	213,9			0			0			0			0
Район Анастасино	4,0	11,2	15,2			0			0			0	4		4		11,2	11,2
Район Подснежники	92,0	0,0	92,0			0			0	10		10	10		10	22,4		22,4
Район Пасово	3,0	0,0	17,0			0	5,5		5,5	5,5		5,5	6		6			0
Всего по г. Смоленску	467,3	4641,1	5108,4	0	298,9	298,9	6,2	269	275,2	15,5	325,6	341,1	20	227,9	247,9	2 2,4	225,5	247,9

Окончание таблицы 2.2

Наименование планировочных районов и жилых зон	Объемы нового жилищного строительства, тыс. м ²											
	в том числе по годам:											
	2018			2019			2020-2024			2025-2029		
	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего
<i>Ленинский район, всего, в т. ч.</i>	15	218,3	233,3	15	217,9	232,9	132,7	1345,28	1477,98	111,9	884,8	996,7
Юг-3, всего, в т.ч.	0	124,6	124,6	0	124,2	124,2	75,4	871,08	946,48	82,6	290,4	373
Район Одинцово		107	107		107	107		336,4	336,4			0
Район Пруды			0			0			0	61,9	50,9	112,8
Рябиновая поляна в пределах горчерты		17,6	17,59		17,2	17,2	36,4	260,6	297,0			0
Рябиновая поляна за границей горчерты			0			0		84,2	84,2		78,4	78,4
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты			0			0	19	176,1	195,1			0
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты			0			0	20		20	20,7	161,1	181,8
Реконструкция района ул. 2-я Киевская			0			0		13,8	13,8			0
Краснинское шоссе, всего, в т.ч.	0	23,7	23,7	0	33,7	33,7	10	363	373	0	0	0
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты			0			0			0			0
Чернушки-Ясенное за границей горчерты			0			0	10	202,9	212,9			0
Реконструкция района Кловка		23,7	23,7		33,7	33,7		128,6	128,6			0
Реконструкция района Солдатская слобода			0			0		31,5	31,5			0
Миловидово, всего, в т.ч.	15	70	85	15	60	75	47,3	111,2	158,5	29,3	594,4	623,7
Район Вишенки-Алексино			0			0			0	23,2	148,2	171,4
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	15	70,0	85	15	60,0	75	47,3	111,2	158,5		210,0	210
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты			0			0			0,0	6,1	236,2	242,3
<i>Промышленный район, всего, в т. ч.</i>	0	0	0	0	0	0	5,4	57,4	62,8	73,6	570,6	644,2
Район Тихвинка			0			0			0	68,2	55,4	123,6
Район Киселевка за границей горчерты			0			0	5,4	57,4	62,8	5,4	515,2	520,6
Реконструкция района Офицерская слобода	—		0			0			0			0
Район Поповка												
<i>Заднепровский район, всего, в т.ч.</i>	14, в	0	14,6	15	0	15	20	0	20	0	0	0
Район Серебрянка			0			0			0			0
Район Анастасино			0			0			0			0
Район Подснежники	14,6		14,6	15		15	20		20			0
Район Пасово			0			0			0			0
Всего по г. Смоленску	29,6	218,3	247,9	30	217,9	247,9	158,1	1402,7	1560,8	185,5	1455,4	1640,9

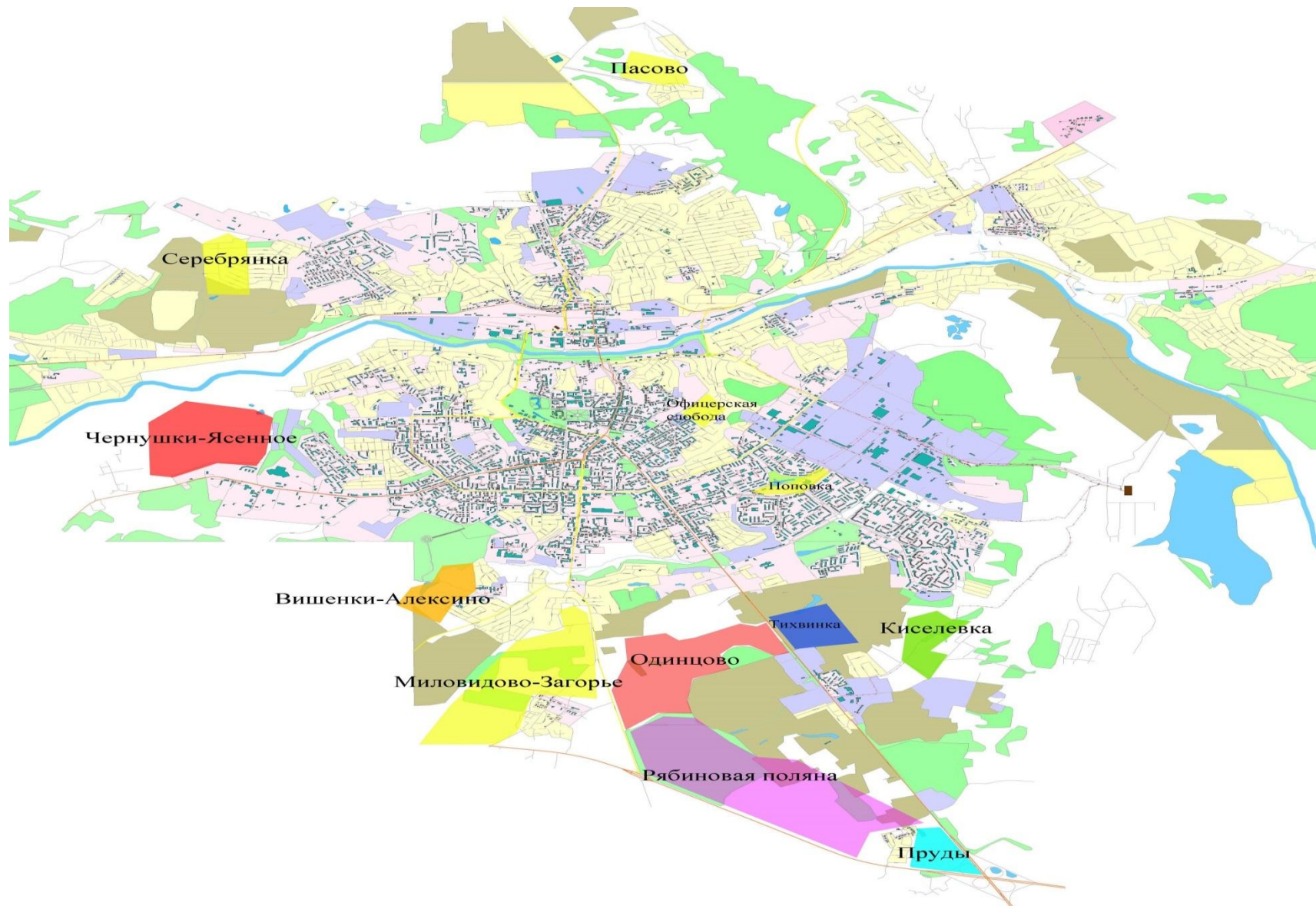


Таблица 2.3- Планируемые объемы сноса ветхого и аварийного жилого фонда с разбивкой по планировочным районам города и по этапам расчетного периода.

Таблица 2.3

Наименование планировочных районов и жилых зон	Объемы сноса ветхого и аварийного жилого фонда, тыс. м ²														
	Всего за период 2013-2029 гг.			в том числе по годам:											
				2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.		
	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего
Ленинский район, всего, в т.ч.	21,4	46,2	67,6	1,6	0	1,6	0	0	0	1,8	3,5	5,3	0	7,9	7,9
Существующий жилой фонд	3,3	46,2	49,5							1,8	3,5	5,3		7,9	7,9
<i>Юг-3, всего, в т.ч.</i>	13,0	-	13,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	0,5	-	0,5			-			-			-			-
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	12,4	-	12,4			-			-			-			-
<i>Краснинское шоссе, всего, в т.ч.</i>	2,0	-	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Солдатская слобода	2,0	-	2,0			-			-			-			-
<i>Миловидово, всего, в т.ч.</i>	3,1	-	3,1	1,6	-	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	3,1	-	3,1	1,6		1,6									
Промышленный район, всего, в т.ч.	6,8	35,7	42,5	0,1	8,4	8,4	-	10,0	10,0	4,8	-	4,8		1,8	1,8
Существующий жилой фонд	1,5	17,4	18,9									-		1,8	1,8
Район Тихвинка	0,4	-	0,4			-			-			-			-
Реконструкция района Офицерская слобода	4,9	18,3	23,2	0,1	8,4	8,4		10,0	10,0	4,8		4,8			
Заднепровский район, всего, в т.ч.	11,3	48,7	59,9	-	-		-				-		0,2		0,2
Существующий жилой фонд	11,3	48,7	59,9									-	0,2		0,2
Всего по г. Смоленску	39,4	130,6	170,0	1,6	8,4	10,0	-	10,0	10,0	6,5	3,5	10,0	0,2	9,8	10,0

Окончание таблицы 2.3

Наименование планировочных районов и жилых зон	Объемы сноса ветхого и аварийного жилого фонда, тыс. м ²														
	в том числе по годам:														
	2017			2018			2019			2020-2024			2025-2029		
	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего
Ленинский район, всего, в т.ч.	0	10,0	10,0	0,8	8,21	9,0	0,8	0,6	1,3	16,5	2,1	18,6	0	13,9	13,9
Существующий жилой фонд		10,0	10,0	0,8	8,2	9,0	0,8	0,6	1,3		2,1	2,1		13,9	13,9
<i>Юг-3, всего, в т.ч.</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,0	-	13,0	-	-	-
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты			-			-			-	0,5		0,5			-
Реконструкция района ул. 2-я Киевская			-			-			-	12,4		12,4			-
<i>Краснинское шоссе, всего, в т.ч.</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,0	-	2,0		-	-
Реконструкция района Солдатская слобода			-			-			-	2,0		2,0			
<i>Миловидово, всего, в т.ч.</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	-	1,6	-	-	-
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты			-			-				1,6		1,6			
Промышленный район, всего, в т.ч.	-	-	-	-	-	-	0,8	7,9	8,7	0,7	4,7	5,4	0,4	3,0	3,4
Существующий жилой фонд			-			-	0,8	7,9	8,7	0,7	4,7	5,4		3,0	3,0
Район Тихвинка			-			-			-			-	0,4		0,4
Реконструкция района Офицерская слобода			-			-			-						
Заднепровский район, всего, в т.ч.	-	-	-	1,0	-	1,0	-	-	-	2,3	23,7	26,0	7,7	25,0	32,7
Существующий жилой фонд			-	1,0		1,0			-	2,3	23,7	26,0	7,7	25,0	32,7
Всего по г. Смоленску	-	10,0	10,0	1,8	8,2	10,0	1,5	8,5	10,0	19,6	30,4	50,0	8,1	41,9	50,0

2.1.2 Объемы потребления тепловой энергии (мощности), приросты потребления тепловой энергии (мощности) в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе и к окончанию планируемого периода.

Прогноз объемов потребления тепловой мощности потребителями централизованного теплоснабжения г. Смоленск представлен на 2014-2029 года.

Расчет приростов теплопотребления тепловой мощности выполнен с учетом:

1. Требований Постановления Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. N 306 (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. N 258) «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» – для жилых зданий нового строительства.
2. Требований СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» - для общественных зданий и зданий производственного назначения.
3. Требований Постановления Правительства РФ от 25.01.2011 №18 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов», предусматривающих поэтапное снижение нормативов теплопотребления.

Перспективное потребление тепловой энергии с учетом перспективного строительства представлено в таблице 2.4.

Таблица 2.4

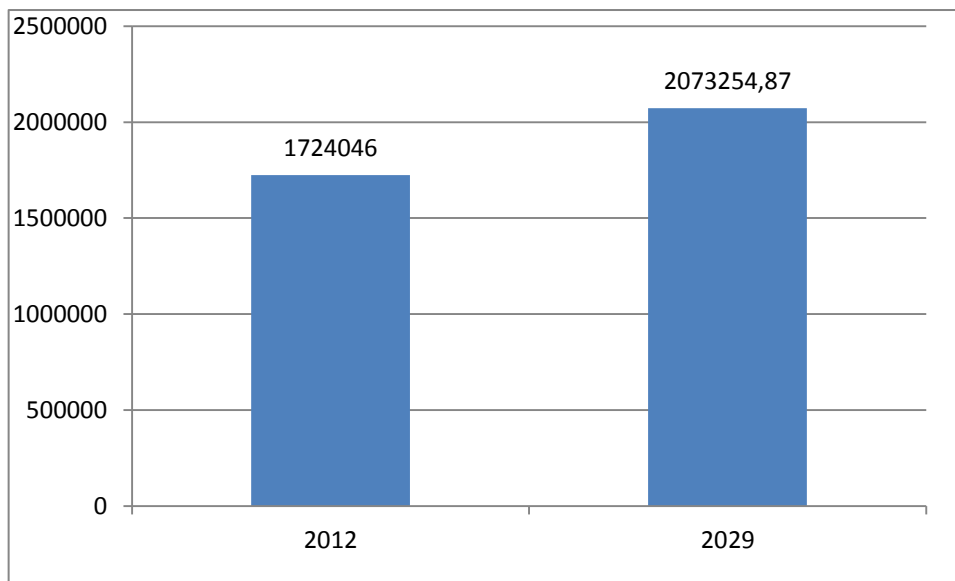
Наименование источника теплоснабжения	потребление тепловой энергии, Гкал	
	2012	2029
филиал ОАО "Квадра" - Западная генерация"		
Смоленская ТЭЦ-2	1724046	2073254,87
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	245298	245298
МУП "Смоленсктеплосеть"		
Нормандия-Неман, 1	14832,24	14832,24
Дорогобужская	9109,149	9109,149
Ак. Петрова	4700,612	4700,612
Нахимова, 5	6202,721	6202,721
2-й Краснофл.-1	5393,014	5393,014
Вяземская	9707,04	9707,04
Парковая 20	1670,195	1670,195
Вишенки - РГ	8558,284	8558,284
Областная больница	2379,021	2379,021
Гедеоновка	6964,466	6964,466
Кловка 1 (1)	6710,24	6710,24
Кловка 2	2466,49	2466,49
Гарабурды	15187,22	15187,22
Ситники 1	9974,927	9974,927
Ситники 2	12406,21	12406,21
Ситники 3	31992,17	72567,24
Школа №19 Лукина	663,7503	663,7503
СШ №10 Гастелло	1518,54	1518,54
Баня №5	774,0048	774,0048
1-я Горбольница	653,382	653,382
Сан. Лесная школа	710,4761	710,4761
Школа Интернат Дубровенка	1196,446	1196,446
Школа №1 Эст. воспитания	808,4979	808,4979
Д/с №6 Красный Бор	203,8171	203,8171
Дом ребенка	666,6511	666,6511
Соболева ЖБИ	5751,768	5751,768
Гнездово Шк. №18	1810,117	1810,117
2-й Краснофлотский пер. 2	7333,028	7333,028
Лавочкина, 39	7384,63	7384,63
Ситники - 4	9748,002	9748,002
Торфопредприятие	1214,38	1214,38
М. Краснофлотская, 33	6144,706	6144,706
Строгань Колодня	11212,6	11212,6
Миловидово	1954,807	1954,807

Сакта 4 Красн. пер.	3568,056	3568,056
Лавочкина, 47/1	3029,155	3029,155
Ракитная	1622,975	1622,975
Радищева	3060,614	3060,614
Николаева, 21 б	517,1874	517,1874
Гнездово	24545,52	24545,52
Николаева, 27 а	980,2313	980,2313
Мебельный комбинат	10831,72	10831,72
АТП - 5	980,2705	980,2705
Школа №13	664,4283	664,4283
Н.-Неман - 2	6219,654	6219,654
З. Космодемьянской, 3	8653,311	8653,311
Краснинское шоссе, 3 б	3608,512	3608,512
гор. Коминтерна	4223,954	4223,954
пер. Юннатов	721,7208	721,7208
Гагарина, 26 (1)	1301,535	1301,535
Гагарина, 26 (2)	2187,404	2187,404
Гагарина, 26 (3)	1438,091	1438,091
Гагарина 74	159,0103	159,0103
Гагарина, 76	551,7801	551,7801
Дохтурова, 29	1172,064	1172,064
Николаева, 27 а, в	798,4582	798,4582
Стекло Колхозная	7540,999	7540,999
Нахимова, 18	11478,66	11478,66
Кловская, 27	2137,379	2137,379
Московский Большак, 12	77,73076	77,73076
Хладокомбинат	1117,892	1117,892
79 ЦИБ	4333,329	4333,329
Станционная, 1	4945,256	4945,256
Сортировка БМК	25729,18	25729,18
<i>Проектируемые котельные</i>		
БМК-1 "Пруды"	-	19096,49
БМК-2 "Рябиновая поляна"	-	188251,16
БМК-3 "Чернушки - Ясенное"	-	78923,77
БМК-4 "Кловка"	-	34423,93
БМК-5 Вишенки - Алексино"	-	26257,67
БМК-6 "Миловидово"	-	157747,03
БМК-7 "Анастасино"	-	2487,57
БМК-8 "Подснежники"	-	17815,01
БМК-9 "Пасово"	-	3467,52

Прирост теплопотребления ожидается на Смоленской ТЭЦ – 2, на Котельной №21 Ситники 3.

Прирост теплопотребления на Смоленской ТЭЦ – 2 отображен на диаграмме 2.1.

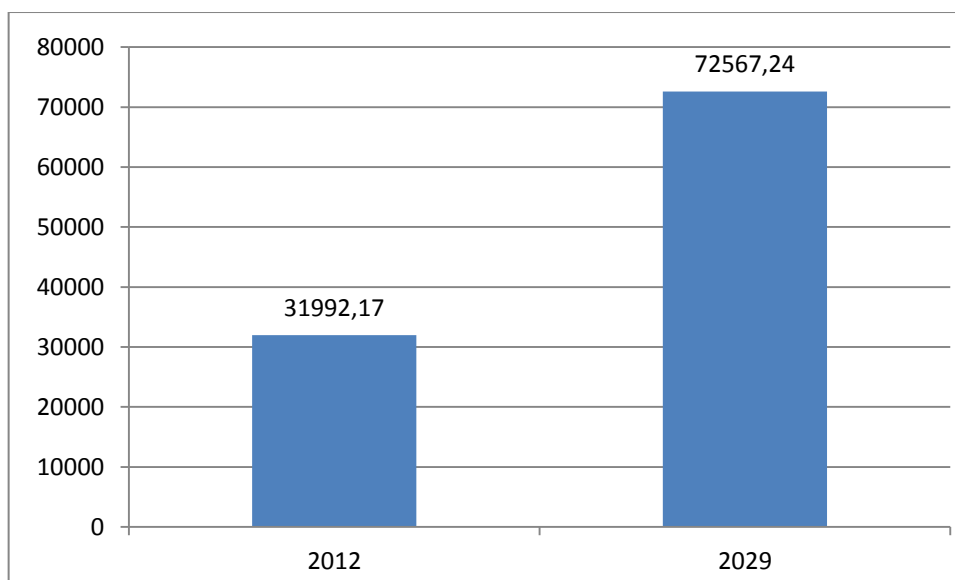
Диаграмма 2.1



На диаграмме видно что прирост теплотребления на Смоленской ТЭС – 2 к 2029 году составит 349 208,87 Гкал, тем самым потребление тепловой энергии увеличится на 20,26%.

Прирост теплотребления на Котельной №21 отображен на диаграмме 2.2.

Диаграмма 2.2



На рисунке видно что прирост теплотребления на Котельной №21 Ситники 3 составит 40575,07 Гкал, тем самым потребление тепловой энергии увеличится более, чем в 2 раза.

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

В таблице 3.1 указаны прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными и индивидуальными жилыми домами с разбивкой по элементам территориального деления.

Таблица 3.1

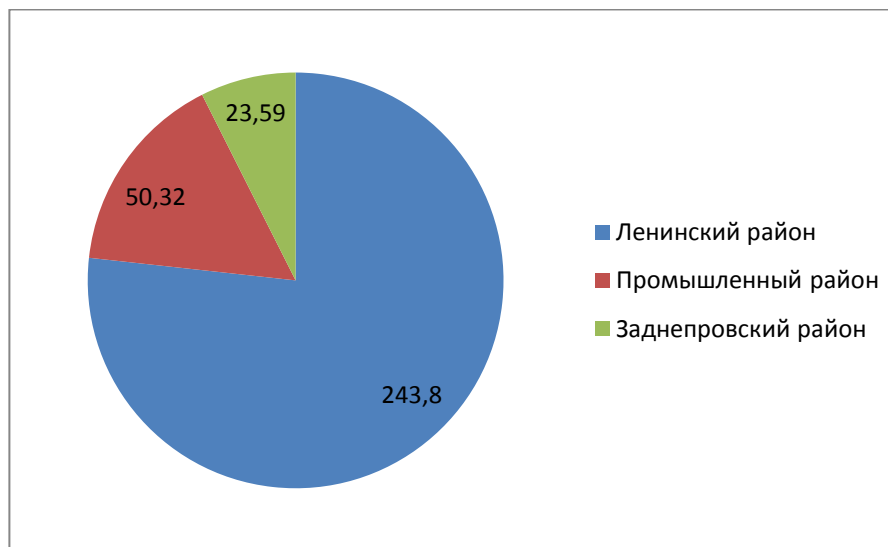
Наименование планировочных районов и жилых зон	Прирост объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде (без учета тепловых потерь), Гкал/ч									Источник теплоснабжения
	всего за 2013-2029 гг.									
	жилые дома			многоквартирные дома			итого			
	отопл.+ вент.	гвс	всего	отопл.+ вент.	гвс	всего	отопл.+ вент.	гвс	всего	
<i>Ленинский район, всего, в т.ч.</i>	<i>18,41</i>	<i>2,25</i>	<i>20,66</i>	<i>190,68</i>	<i>32,46</i>	<i>223,15</i>	<i>209,09</i>	<i>34,72</i>	<i>243,80</i>	
Район Одинцово	-	-	-	51,34	9,30	60,64	51,34	9,30	60,64	ТЭЦ-2
Район Пруды	4,14	0,47	4,60	2,61	0,38	2,99	6,75	0,85	7,60	БМК -1 «Пруды»
Рябиновая поляна в пределах гор. черты	2,43	0,31	2,74	15,15	2,52	17,67	17,58	2,83	20,41	БМК-2 «Рябиновая поляна»
Рябиновая поляна за границей гор. черты	-	-	-	8,34	1,30	9,64	8,34	1,30	9,64	БМК-2 «Рябиновая поляна»
Рябиновая поляна- 2 в пределах горчерты	1,27	0,16	1,43	9,03	1,48	10,51	10,30	1,64	11,94	БМК-2 «Рябиновая поляна»
Рябиновая поляна- 2 за границей гор. черты	2,72	0,32	3,04	8,26	1,22	9,48	10,98	1,54	12,52	БМК-2 «Рябиновая поляна»
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	-	-	-	0,71	0,12	0,82	0,71	0,12	0,82	ТЭЦ-2

Чернушки-Ясенное в пределах гор. черты	0,05	0,01	0,06	15,54	2,95	18,49	15,59	2,96	18,55	БМК-3 «Чернушки – Ясенное»
Чернушки-Ясенное за границей гор. черты	0,67	0,08	0,75	10,41	1,71	12,11	11,08	1,79	12,86	БМК-3 «Чернушки – Ясенное»
Реконструкция района Кловка	-	-	-	11,66	2,04	13,70	11,66	2,04	13,70	БМК-4 «Кловка»
Реконструкция района Солдатская слобода	-	-	-	1,62	0,26	1,88	1,62	0,26	1,88	ТЭЦ-2
Район Вишенки-Алексино	1,55	0,18	1,73	7,60	1,12	8,72	9,15	1,29	10,45	БМК-5 «Вишенки – Алексино»
Район Миловидово-Загорье в пределах гор. черты	5,17	0,68	5,85	36,30	6,28	42,58	41,46	6,97	48,43	БМК-6 «Миловидово»
Район Миловидово-Загорье за границей гор. черты	0,41	0,05	0,45	12,11	1,78	13,90	12,52	1,83	14,35	БМК-6 «Миловидово»
Промышленный район, всего, в т.ч.	5,28	0,60	5,88	38,44	6,01	44,44	43,72	6,61	50,32	
Район Тихвинка	4,56	0,51	5,07	2,84	0,42	3,26	7,40	0,93	8,33	ТЭЦ-2
Район Киселевка за границей гор. черты	0,72	0,09	0,81	29,37	4,37	33,74	30,09	4,46	34,55	ТЭЦ-2
Реконструкция района Офицерская	-	-	-	1,54	0,29	1,83	1,54	0,29	1,83	ТЭЦ-2

слобода										
Район Поповка	-	-	-	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61	ТЭЦ-2
Заднепровский район, всего, в т.ч.	7,68	1,11	8,79	12,37	2,44	14,81	20,05	3,55	23,59	
Район Серебрянка	-	-	-	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	котельная №21 Ситники-3
Район Анастасино	0,27	0,04	0,31	0,57	0,11	0,68	0,84	0,15	0,99	БМК-7 "Анастасино"
Район Подснежники	6,21	0,88	7,09	-	-	-	6,21	0,88	7,09	БМК-8 «Подснежники»
Район Пасово	1,20	0,18	1,38	-	-	-	1,20	0,18	1,38	БМК-9 «Пасово»

Ниже на диаграмме 3.1 представлен прирост объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде (без учета тепловых потерь) по районам города Смоленск.

Диаграмма 3.1



Баланс тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки с определением резервов (дефицитов) к окончанию планируемого периода (2029 год) источников теплоснабжения, на которых планируется ввод или переключение потребителей представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2

№ п/п	Наименование источника	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Нетто мощность источника, Гкал/час	Потери тепловой мощности, Гкал/час	Перспективная присоединенная нагрузка, Гкал/час	Перспективный резерв тепловой мощности источника, Гкал/ч	Резерв в мощности, %
<i>филиал ОАО "Квадра" - Западная генерация"</i>							
1	Смоленская ТЭЦ - 2	774	748,2	62,8	674,26	11,14	1,49
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	191,3	181,4	5,76	121,20	54,44	30,01
<i>МУП "Смоленсктеплосеть"</i>							
1	Нормандия-Неман, 1	9,6	9,555	0,55	5,21	3,80	39,77
2	Дорогобужская	4,8	4,773	0,35	2,79	1,63	34,19
4	Ак. Петрова	4	3,984	0,31	1,89	1,78	44,70
5	Нахимова, 5	4,8	4,782	0,23	2,67	1,88	39,27
6	2-й Краснофл.-1	3,2	3,184	0,18	1,54	1,46	45,92
7	Вяземская	8	7,969	0,64	3,24	4,09	51,34
8	Парковая 20	2,4	2,396	0,05	0,56	1,79	74,50
12	Вишенки - РГ	11,2	11,175	0,4	2,95	7,83	70,05
13	Областная больница	5,6	5,595	0,04	0,20	5,36	95,71
14	Гедеоновка	6,6	6,575	0,66	2,22	3,69	56,17
15	Кловка 1 (1)	7,78	7,76	0,14	1,92	5,70	73,43
16	Кловка 2	3,2	3,187	0,47	1,57	1,14	35,86

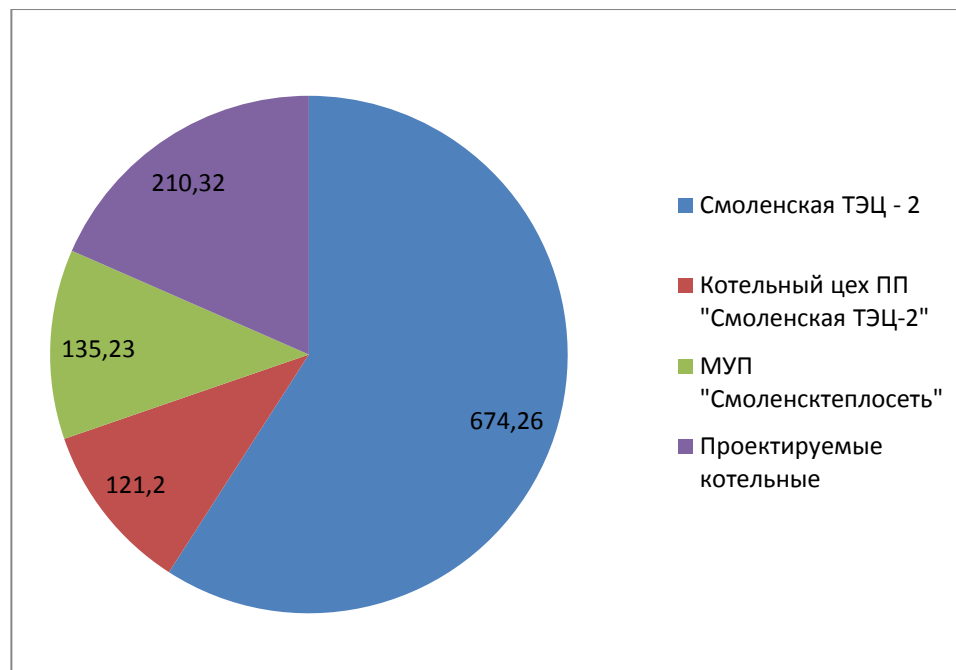
18	Гарабурды	11,33	11,285	0,86	5,47	4,96	43,93
19	Ситники 1	6,4	6,369	0,42	2,96	2,99	46,88
20	Ситники 2	6,4	6,362	0,41	3,64	2,32	36,42
21	Ситники 3	34,4	33,3	1,06	24,70	7,54	22,65
23	Школа №19 Лукина	1,3	1,298	0,02	0,29	0,99	76,27
24	СШ №10 Гастелло	3,2	3,19	0,14	0,78	2,27	71,19
25	Баня №5	1,6	1,598	0,001	0,13	1,47	91,80
26	1-я Горбольница	1	0,998	0,001	0,07	0,93	92,69
27	Сан. Лесная школа	1,3	1,297	0,11	0,24	0,95	72,86
28	Школа Интернат Дубровенка	3,2	3,196	0,07	0,48	2,65	82,79
29	Школа №1 Эст. воспитания	1,6	1,598	0,02	0,39	1,19	74,47
30	Д/с №6 Красный Бор	1,6	1,599	0,06	0,06	1,48	92,43
31	Дом ребенка	2,4	2,398	0,05	0,16	2,19	91,41
32	Соболева ЖБИ	4	3,981	0,34	1,86	1,78	44,71
33	Гнездово Шк. №18	3,2	3,191	0,49	0,92	1,79	55,94
34	2-й Краснофлотский пер. 2	4,8	4,777	0,52	2,60	1,65	34,62
35	Лавочкина, 39	6	5,978	0,24	2,29	3,45	57,73
36	Ситники - 4	10	9,971	0,45	3,19	6,33	63,48
37	Торфопредприятие	2,4	2,395	0,24	0,67	1,49	62,09
38	М. Краснофлотская, 33	4,8	4,782	0,28	2,63	1,87	39,17
39	Строгань Колодня	4,8	4,768	0,19	3,60	0,98	20,57
40	Миловидово	4	3,99	0,62	0,95	2,42	60,73
41	Сакта 4 Красн. пер.	3,4	3,389	0,244	1,41	1,74	51,20
42	Лавочкина, 47/1	3,2	3,192	0,142	1,01	2,04	63,88
43	Ракитная	3,44	3,435	0,141	0,67	2,62	76,30
44	Радищева	2,4	2,389	0,368	1,29	0,73	30,47
45	Николаева, 21 б	0,428	0,427	0	0,31	0,12	28,10
46	Гнездово	22,8	22,72	1,277	7,69	13,76	60,55
47	Николаева, 27 а	0,749	0,747	0	0,59	0,16	20,88
50	Мебельный комбинат	19	18,966	0,73	4,26	13,98	73,68

51	АТП - 5	2,878	2,875	0,13	0,53	2,22	77,22
52	Школа №13	1,29	1,288	0,01	0,22	1,06	81,99
53	Н.-Неман - 2	4	3,982	0,21	1,90	1,87	46,91
54	З. Космодемьянской, 3	8,64	8,614	0,373	3,00	5,24	60,83
55	Краснинское шоссе, 3 б	5,3	5,286	0,082	2,92	2,29	43,28
56	гор. Коминтерна	4,18	4,166	0,415	2,05	1,70	40,88
57	пер. Юннатов	0,602	0,601	0	0,26	0,34	56,24
59	Гагарина, 26 (1)	0,748	0,747	0	0,44	0,31	41,23
60	Гагарина, 26 (2)	1,212	1,209	0	0,72	0,49	40,45
61	Гагарина, 26 (3)	0,903	0,901	0	0,50	0,40	44,06
63	Гагарина, 76	0,23	0,229	0	0,18	0,05	19,65
64	Дохтурова, 29	0,946	0,944	0	0,39	0,56	59,22
65	Николаева, 27 а, в	0,535	0,534	0	0,58	-0,05	-8,80
66	Стекло Колхозная	5,16	5,136	0,464	2,67	2,01	39,08
67	Нахимова, 18	8	7,964	0,56	3,62	3,78	47,49
68	Кловская, 27	1,9	1,898	0,02	0,69	1,19	62,49
69	Московский Большак, 12	0,082	0,082	0,01	0,04	0,04	43,90
	Хладокомбинат	1,72	1,717	0,08	0,49	1,15	66,98
	79 ЦИБ	10,2	10,175	0,457	2,80	6,92	67,99
72	Станционная, 1	2,58	2,553	0,344	0,00	2,21	86,53
73	Сортировка БМК	15	14,73	0,515	9,16	5,06	34,33
Проектируемые котельные							
1	БМК-1 "Пруды"	12,0	11,81	0,68	7,60	3,53	29,87
2	БМК-2 "Рябиновая поляна"	100,3	98,05	3,28	74,92	19,85	20,25
3	БМК-3 "Чернушки - Ясенное"	44,7	43,78	2,54	31,41	9,83	22,45
4	БМК-4 "Кловка"	20,6	20,26	1,24	13,70	5,32	26,25
5	БМК-5 Вишенки - Алексино"	15,2	14,94	1,09	10,45	3,40	22,76
6	БМК-6 "Миловидово"	86,0	83,99	5,87	62,78	15,34	18,27
7	БМК-7 "Анастасино"	1,5	1,47	0,09	0,99	0,39	26,68
8	БМК-8 "Подснежники"	10,8	10,57	0,66	7,09	2,83	26,73

9	БМК-9 "Пасово"	2,2	2,20	0,13	1,38	0,69	31,55
---	----------------	-----	------	------	------	------	-------

Перспективной тепловой нагрузка к окончанию планируемого периода (2029 год) источников теплоснабжения, на которых планируется ввод или переключение потребителей представлена на диаграмме 3.2, на которой проектируемые котельные объединены вместе.

Диаграмма 3.2



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

В перспективных районах строительства обеспечение потребителей тепловой энергии будет осуществляться от блочно – модульных котельных.

1. При строительстве блочно-модульной котельной №1 рекомендуется устанавливать 3 котла марки Viessmann Vitomax 200 WS Тип M250.

Марки котлов	Тепловая мощность котла, кВт	Тепловая мощность котла, Гкал/ч
Viessmann Vitomax 200 WS	4650	3,999
Viessmann Vitomax 200 WS	4650	3,999
Viessmann Vitomax 200 WS	4650	3,999

2. При строительстве блочно-модульной котельной №2 рекомендуется устанавливать 3 котла марки КВ-ГМ-30 и 1 котел КВ-ГМ-10.

Марки котлов	Тепловая мощность котла, кВт	Тепловая мощность котла, Гкал/ч
КВ-ГМ-30	35 000	30,1
КВ-ГМ-30	35 000	30,1
КВ-ГМ-30	35 000	30,1
КВ-ГМ-10	11 630	10,0018

3. При строительстве блочно-модульной котельной №3 рекомендуется устанавливать 3 котла марки Viessmann Vitomax 200-LW Тип M64A.

Марки котлов	Тепловая мощность котла, кВт	Тепловая мощность котла, Гкал/ч
Viessmann Vitomax 200-LW	20 000	17,2
Viessmann Vitomax 200-LW	20 000	17,2
Viessmann Vitomax 200-LW	12 000	10,32

4. При строительстве блочно-модульной котельной №4 рекомендуется устанавливать 2 котла марки Viessmann Vitomax 200-LW Тип M64A.

Марки котлов	Тепловая мощность котла, кВт	Тепловая мощность котла, Гкал/ч
Viessmann Vitomax 100-LW	12 000	10,32
Viessmann Vitomax 100-LW	12 000	10,32

5. При строительстве блочно-модульной котельной №5 рекомендуется устанавливать 3 котла марки Viessmann Vitomax 300-LT Тип М343.

Марки котлов	Тепловая мощность котла, кВт	Тепловая мощность котла, Гкал/ч
Viessmann Vitomax 300-LT	5 900	5,074
Viessmann Vitomax 300-LT	5 900	5,074
Viessmann Vitomax 300-LT	5 900	5,074

6. При строительстве блочно-модульной котельной №6 рекомендуется устанавливать 5 котлов марки Viessmann Vitomax 200-LW Тип М64А.

Марки котлов	Тепловая мощность котла, кВт	Тепловая мощность котла, Гкал/ч
Viessmann Vitomax 200-LW	20 000	17,2
Viessmann Vitomax 200-LW	20 000	17,2
Viessmann Vitomax 200-LW	20 000	17,2
Viessmann Vitomax 200-LW	20 000	17,2
Viessmann Vitomax 200-LW	20 000	17,2
Viessmann Vitomax 200-LW	20 000	17,2

7. При строительстве блочно-модульной котельной №7 рекомендуется устанавливать 3 котла марки Viessmann Vitoplex 300 Тип ТХ3А.

Марки котлов	Тепловая мощность котла, кВт	Тепловая мощность котла, Гкал/ч
Viessmann Vitoplex 300	620	0,5332
Viessmann Vitoplex	620	0,5332

300		
Viessmann Vitoplex 300	500	0,43

8. При строительстве блочно-модульной котельной №8 рекомендуется устанавливать 2 котла марки Viessmann Vitomax 200-LW Тип М64А.

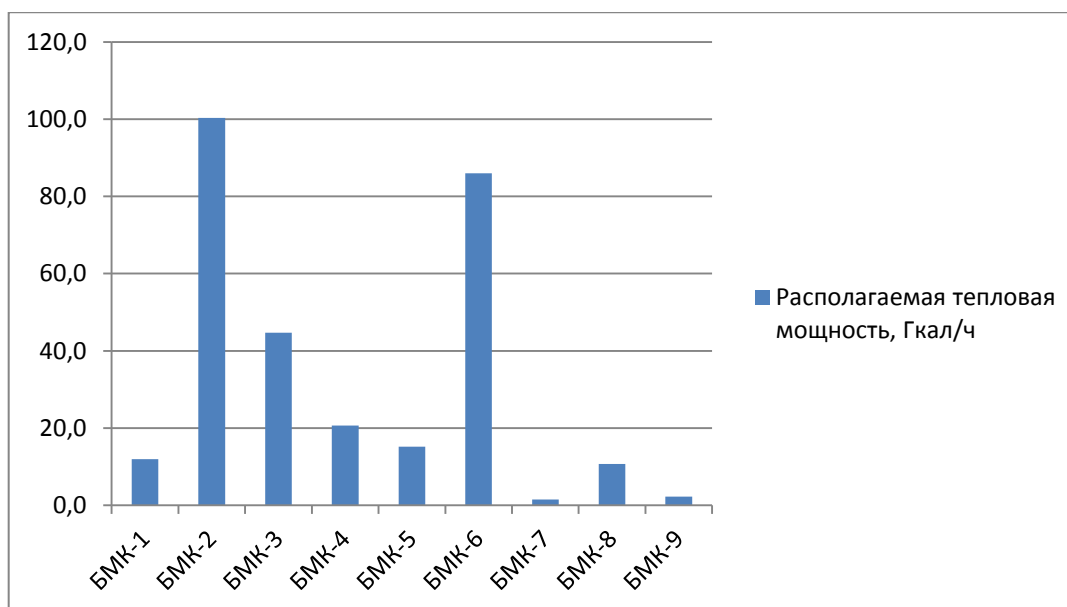
Марки котлов	Тепловая мощность котла, кВт	Тепловая мощность котла, Гкал/ч
Viessmann Vitomax 200-LW	8 000	6,88
Viessmann Vitomax 200-LW	4 500	3,87

9. При строительстве блочно-модульной котельной №9 рекомендуется устанавливать 2 котла марки Viessmann Vitoplex 200 Тип SX2А.

Марки котлов	Тепловая мощность котла, кВт	Тепловая мощность котла, Гкал/ч
Viessmann Vitoplex 200	1300	1,118
Viessmann Vitoplex 200	1300	1,118

На диаграмме 4.1 отображена располагаемая мощность блочно – модульных котельных.

Диаграмма 4.1



5 Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах поселения, городского округа по видам основного и аварийного топлива на каждом этапе планируемого периода

В качестве основного топлива на источниках тепловой энергии г. Смоленска используется природный газ.

Перспективное топливопотребление было рассчитано на развитие системы теплоснабжения до окончания планируемого периода и представлено в таблице 5.1.1.

Перспективное потребление природного газа:

Таблица 5.1.1

№	Наименование котельной	2012 год		2029 год	
		Условное топливо: природный газ, т.у.т.	Топливо, природный газ, тыс. м3	Условное топливо: природный газ, т.у.т.	Топливо, природный газ, тыс. м3
филиал ОАО "Квадра" - Западная генерация"					
1	ТЭЦ-2	-	525 988	-	601875
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ - 2"	61809,9	54219,2	61809,9	54219,2
МУП "Смоленсктеплосеть"					
1	Нормандия-Неман, 1	2937,579	2555,262	3414,526	2995,198
2	Дорогобужская	1620,776	1409,958	1752,351	1537,15
4	Ак. Петрова	1332,655	1159,266	1166,326	1023,093
5	Нахимова, 5	1222,557	1064,998	1348,904	1183,25
6	2-й Краснофл.-1	1058,388	920,762	1128,239	989,6832
7	Вяземская	1974,954	1717,732	2335,205	2048,425
8	Парковая 20	309,3195	269,399	327,7105	287,4654
9	Багратиона, 9	-	-	-	-
10	Баня №4	-	-	-	-
12	Вишенки - РГ	1551,608	1349,712	1701,138	1492,226
13	Областная больница	385,1348	335,936	254,9737	223,6612
14	Гедеоновка	1465,939	1275,188	1514,642	1328,633
15	Кловка 1 (1)	1162,759	1011,447	1209,272	1060,765
16	Кловка 2	586,5092	510,207	1301,724	1141,863
18	Гарабурды	3341,227	2906,349	3407,437	2988,98
19	Ситники 1	1955,658	1700,394	2149,402	1885,441

20	Ситники 2	2392,961	2081,176	2488,384	2182,793
21	Ситники 3	5843,915	5082,959	12822,435	11247,75
23	Школа №19 Лукина	166,1796	144,73	158,0796	138,6663
24	СШ №10 Гастелло	370,1171	322,4	422,6711	370,7641
25	Баня №5	203,2497	176,576	141,7071	124,3045
26	1-я Горбольница	122,1241	106,513	90,73382	79,59107
27	Сан. Лесная школа	221,7416	193,429	218,5341	191,6966
28	Школа Интернат Дубровенка	309,3277	269,255	304,5706	267,1672
29	Школа №1 Эст. воспитания	169,3809	147,72	146,7318	128,7121
30	Д/с №6 Красный Бор	104,7063	91,366	78,96995	69,27189
31	Дом ребенка	117,621	102,523	133,0371	116,6992
32	Соболева ЖБИ	1137,832	989,674	1142,572	1002,256
33	Гнездово Шк. №18	569,0628	496,291	650,6696	570,7628
34	2-й Краснофлотский пер. 2	1706,121	1484,012	1779,164	1560,67
35	Лавочкина, 39	1275,452	1108,942	1292,035	1133,364
36	Ситники - 4	2160,808	1880,236	1807,164	1585,231
37	Торфопредприятие	305,3432	266,296	453,7427	398,0199
38	М. Краснофлотская, 33	822,3231	716,404	1488,599	1305,788
39	Строгань Колодня	2003,392	1742,579	2383,8	2091,052
40	Миловидово	571,1564	497,483	775,9026	680,6163
41	Сакта 4 Красн. пер.	694,8528	604,669	863,7354	757,6626
42	Лавочкина, 47/1	589,4954	512,966	675,7925	592,8005
43	Ракитная	391,7441	341,613	403,2553	353,7327
44	Радищева	782,1437	680,676	914,2596	801,9821
45	Николаева, 21 б	150,7488	131,119	161,084	141,3017
46	Гнездово	4433,669	3866,128	4533,232	3941,941
47	Николаева, 27 а	256,6666	223,239	293,7377	257,6646

50	Мебельный комбинат	2137,634	1860,009	2236,047	1961,445
51	АТП - 5	312,745	272,412	266,0552	235,76
52	Школа №13	143,5604	125,2	90,57284	79,44986
53	Н.-Неман - 2	1069,368	930,123	1199,579	1052,262
54	З. Космодемьянской, 3	1421,872	1236,955	1631,883	1446,063
55	Краснинское шоссе, 3 б	809,2837	704,613	942,9092	827,1133
56	гор. Коминтерна	793,223	690,521	1044,774	916,4684
57	пер. Юннатов	136,3785	118,617	138,5408	121,527
59	Гагарина, 26 (1)	218,9451	190,454	208,6783	183,0512
60	Гагарина, 26 (2)	294,7597	256,393	350,7175	307,647
61	Гагарина, 26 (3)	252,1961	219,373	260,4659	230,5008
62	Гагарина 74	55,56725	48,488	-	-
63	Гагарина, 76	86,48619	75,237	94,20929	82,63973
64	Дохтурова, 29	169,6293	147,579	190,6412	167,2292
65	Николаева, 27 а, в	180,8636	157,31	297,9152	263,9922
66	Стекло Колхозная	1281,763	1114,524	1408,349	1247,983
67	Нахимова, 18	1965,695	1709,634	2148,232	1884,414
68	Кловская, 27	307,2502	267,166	333,5086	292,5514
69	Московский Большак, 12	24,8785	21,667	15,32454	13,44258
	Хладокомбинат	377,2484	328,29	237,8576	206,8327
	79 ЦИБ	1591,475	1387,868	1753,44	1538,105
72	Станционная, 1	844,1098	734,962	931,6628	817,2481
73	Сортировка БМК	5017,015	4364,78	5123,792	4494,555
Проектируемые котельные					
1	БМК-1 "Пруды"	-	-	2864,47	2512,70
2	БМК-2 "Рябиновая поляна"	-	-	28237,67	24769,89
3	БМК-3 "Чернушки - Ясенное"	-	-	11838,57	10384,71

4	БМК-4 "Кловка"	-	-	5163,59	4529,46
5	БМК-5 Вишенки - Алексино"	-	-	3938,65	3454,96
6	БМК-6 "Миловидово"	-	-	23662,05	20756,19
7	БМК-7 "Анастасино"	-	-	373,14	327,31
8	БМК-8 "Подснежники"	-	-	2672,25	2344,08
9	БМК-9 "Пасово"	-	-	520,13	456,25

Наибольший прирост потребления топлива к 2029 году ожидается на Смоленской ТЭЦ - 2 за счет увеличения присоединенной нагрузки.

6 Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации

Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение о присвоении организации статуса ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает для поселений, городских округов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более, в соответствии с ч.2 ст.4 Федерального закона №190 «О теплоснабжении» и п.3. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г., федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (Министерство энергетики Российской Федерации).

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Обязанности ЕТО 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 ЕТО 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.

Границы зоны деятельности ЕТО 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 случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным в пункте 11 настоящих Правил, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами.

Экспертная группа рекомендует установить в качестве Единой теплоснабжающей организации МУП «Смоленсктеплосеть».

Окончательное решение по выбору Единой теплоснабжающей организации остается за органами исполнительной и законодательной власти г. Смоленска.