

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор

ООО «Энергомаш - Проект»

_____М.Н. Браславский

«____»_____ 2013 г.

УТВЕРЖДАЮ

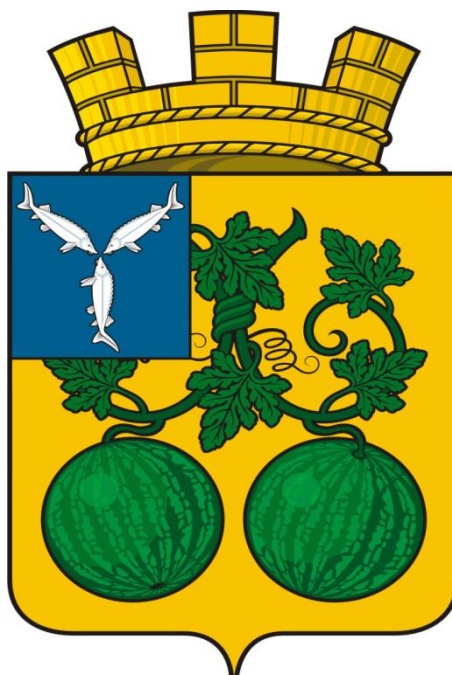
Заместитель Главы администрации

Балашовского муниципального района

_____А.А. Москалев

«____»_____ 2013 г.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОД БАЛАШОВ
САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ
ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ



МОСКВА 2013

Оглавление

| | |
|---|-----------|
| Введение | 5 |
| Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения | 9 |
| 1.1. Функциональная структура системы теплоснабжения | 9 |
| 1.2. Источники теплоснабжения | 14 |
| 1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты | 39 |
| 1.4. Зоны действия источников тепловой энергии | 53 |
| 1.5. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии | 62 |
| 1.6. Балансы теплоносителя | 64 |
| 1.7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом | 67 |
| 1.8. Надежность теплоснабжения | 70 |
| 1.9. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения | 78 |
| 1.10. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования город Балашов | 80 |
| Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии | 81 |
| 2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения | 81 |
| 2.2. Прогнозы прироста площади строительных фондов и тепловых нагрузок | 82 |
| 2.3. Прогнозы изменения объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам и типам теплопотребления и районам | 91 |
| Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения | 95 |
| Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки | 99 |

| | |
|--|------------|
| Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах | 100 |
| Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии..... | 102 |
| 6.1. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления | 102 |
| 6.2 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения (зоны обслуживания) | 105 |
| 6.3 Обоснование включения в схему теплоснабжения источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии | 113 |
| 6.4. Обоснование предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии..... | 117 |
| 6.5. Обоснование замены основного оборудования котельных | 118 |
| 6.6. Зона теплоснабжения ГТ-ТЭЦ№1 | 119 |
| 6.7. Перспективные балансы установленной и подключенной мощности источников тепловой энергии | 126 |
| 6.8. Покрытие перспективной тепловой нагрузки | 141 |
| 6.9. Строительство новых котельных и необходимые инвестиции | 142 |
| Глава 7. Решения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей. 143 | 143 |
| 7.1. Обоснования нового строительства тепловых сетей для отпуска тепловой энергии от источников..... | 143 |
| 7.2. Обоснования реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса..... | 145 |
| Глава 8. Перспективные топливные балансы..... | 145 |
| 8.1. Расчет перспективных расходов основного вида топлива | 145 |
| 8.2. Расчеты нормативных запасов аварийных видов топлива..... | 146 |
| Глава 9. Обеспечение надежности теплоснабжения..... | 146 |

| | |
|--|------------|
| Глава 10. Эффективность технического перевооружения, модернизации и реконструкции системы теплоснабжения г. Балашова..... | 147 |
| 10.1. Обоснование инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение | 147 |
| 10.2. Расчеты итоговых технико-экономических показателей перспективной схемы теплоснабжения г. Балашова..... | 151 |
| 10.3. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ нового строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения | 156 |
| Глава 11. Обоснование решения по определению единой теплоснабжающей организации | 158 |
| Заключение | 159 |
| Список использованной литературы. | 160 |
| Приложение | 162 |

Введение

Проектирование систем теплоснабжения городов представляет собой комплексную проблему, правильное решение которой определяет масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Рассмотрение проблемы начинается уже на стадии разработки генеральных планов совместно с другими вопросами городской инфраструктуры. Спрос на тепловую энергию определяется из прогноза развития города, его градостроительной деятельности, определяемой, в свою очередь, генеральным планом на период до 2028 года. Предлагаемые решения носят предварительный характер. Дается обоснование необходимости сооружения новых или расширения существующих источников тепла для покрытия имеющегося дефицита мощности и возрастающих тепловых нагрузок на расчетный срок. При этом выбор основного оборудования котельных и других источников тепловой энергии, а также трасс тепловых сетей от них производится только после технико-экономического обоснования. Основным предпроектным документом развития теплового хозяйства города являются перспективные схемы теплоснабжения, разрабатываемые на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективного развития на 15 лет, анализа структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования. Кроме того, обязательно рассматриваются вопросы надежности и экономичности. Обоснование рекомендуемых решений осуществляется путем технико-экономического сопоставления вариантов развития системы теплоснабжения в целом и отдельных ее частей (локальных зон теплоснабжения), сравнением эффективности по экономическим критериям (суммарные дисконтированные затраты, чистый дисконтированный доход, интегральный экономический эффект, срок окупаемости). Рекомендуемая схема теплоснабжения должна в полной мере соответствовать принципам энергосбережения, сформулированных в Федеральных законах от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [2], от 27.06.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» [1] и обеспечивать необходимые индикаторы и показатели энергосбережения. Схема

теплоснабжения разрабатывается в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [3], а также Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» [4]. В указанных правовых документах предписываются различные энергосберегающие мероприятия. Особое внимание уделяется использованию комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в системах теплоснабжения, а также централизации теплоснабжения. С повышением степени централизации, как правило, повышается экономичность выработки тепла, так как уменьшаются удельные затраты и расходы по эксплуатации источников теплоснабжения, но одновременно увеличиваются начальные затраты на сооружение тепловых сетей и эксплуатационные расходы на транспорт теплоты. Централизация теплоснабжения всегда экономически выгодна при плотной застройке в пределах данного района. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии реализует принцип теплофикации (когенерации) и дает системную экономию топлива по сравнению с отдельным способом производства этих энергоносителей.

Технической базой разработки являются:

- генеральный план развития города;
- муниципальная целевая программа «По модернизации жилищно-коммунального хозяйства муниципального образования город Балашов 2012-2028 г»;
- сетевой график пообъектного ввода в эксплуатацию объектов капитального строительства в г. Балашове;
- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям (ТС), насосным станциям, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- материалы проведения периодических испытаний ТС по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;
- конструктивные данные по видам прокладки тепловых сетей и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, а также срокам эксплуатации ;

- материалы по энергетическим характеристикам систем транспорта тепловой энергии;
- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений (журналов наблюдений, электронных архивов) по приборам контроля режимов отпуска и потребления топлива, тепловой электрической энергии и воды (расход, давление, температура); документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР)) на пользование тепловой энергией, водой, данные их потребления и расхода на собственные нужды, потерям;
- статистическая отчетность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

Перспективная схема теплоснабжения муниципального образования город Балашова разработана для обеспечения надежного и качественного теплоснабжения потребителей при соблюдении норм вредного воздействия на окружающую среду с учетом прогноза развития городского образования на 15 лет. Схема теплоснабжения определит стратегию и единую политику в жилищно-коммунальном хозяйстве муниципального образования город Балашов до 2028 года.

Обосновывающие документы содержат материалы по развитию систем и объектов в соответствии с потребностями жилищного и промышленного строительства, повышение качества производимых для потребителей коммунальных услуг, улучшение экологической ситуации.

Проведен анализ существующего состояния системы теплоснабжения г. Балашова на основании данных, полученных от теплоснабжающей организации и местной администрации. Составлены существующие и перспективные балансы энергоносителей, определены основные технические характеристики и экономика системы. По результатам анализа существующей схемы теплоснабжения определены основные недостатки и сформулированы проблемы, решение которых позволяет разработать перспективную схему.

Основные задачи при разработке схемы теплоснабжения:

- инженерно-техническая оптимизация системы теплоснабжения;
- взаимосвязанное перспективное планирование развития системы теплоснабжения;
- обоснование мероприятий по комплексной реконструкции и модернизации;
- повышение надежности и качества предоставления коммунальных услуг;
- совершенствование механизмов развития энергосбережения и повышение энергоэффективности коммунальной инфраструктуры;
- повышение инвестиционной привлекательности коммунальной инфраструктуры муниципального образования;
- обеспечение сбалансированности интересов субъектов коммунальной инфраструктуры и потребителей.

Основанием для разработки схемы теплоснабжения являются соответствующие Федеральные Законы, Приказы и Постановления министерств, региональные и муниципальные программы (см. список использованных источников).

Информативной базой для проведения технико-экономических расчетов являются данные, предоставленные администрацией муниципального образования город Балашов.

Схемные и другие решения в полной мере соответствуют действующим нормативным документам.

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

1.1. Функциональная структура системы теплоснабжения

Город Балашов расположен на восточной окраине Окско-Донской равнины, на реке Хопёр (приток Дона), на высоте 140 м над уровнем моря на пересечении железнодорожных линий Тамбов — Камышин и Поворино — Пенза, в 210 км к западу от Саратова. Климат Балашова умеренно-континентальный. Для города характерна длительная (около четырёх месяцев), умеренно холодная зима и жаркое, часто засушливое лето.

- Среднегодовая скорость ветра — 3,8 м/с
- Средняя годовая температура — +6,9 °С
- Среднегодовая влажность воздуха — 70 %
- Глубина промерзания грунтов - 1,5 м.

Климатические характеристики г. Балашова приводятся в соответствии с данными СНиП-23-01-99 [29] и представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Климатические характеристики г. Балашова

| № п/п | Наименование | Параметр |
|--|---|--------------|
| Климатические параметры холодного периода года | | |
| 1.2 | Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98 обеспеченностью 0,92 | - 34 - 33 |
| 1.3 | Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98 обеспеченностью 0,92 | - 30 - 27 |
| 1.4 | Температура воздуха °С, обеспеченностью 0,94 | - 16 |
| 1.5 | Абсолютно минимальная температура, °С | - 37 |
| 1.6 | Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С | 6,9 |
| 1.7 | Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха, сут, ≤ 0 °С, ≤ 8 °С, | 142 196 |

| № п/п | Наименование | Параметр |
|---|---|----------|
| | $\leq 10^{\circ}\text{C}$, | 210 |
| 1.8 | Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, % | 82% |
| 1.9 | Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 час.наиболее холодного месяца, % | 82% |
| 1.10 | Средняя скорость ветра, м/с за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$ | 4,4 |
| 2. Климатические параметры теплого периода года | | |
| 2.1 | Барометрическое давление, гПа | 1000 |
| 2.2 | Температура воздуха $^{\circ}\text{C}$, обеспеченностью 0,95 обеспеченностью 0,98 | 25 29 |
| 2.3 | Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, $^{\circ}\text{C}$ | 26,7 |
| 2.4 | Абсолютная максимальная температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$ | 40 |
| 2.5 | Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, $^{\circ}\text{C}$ | 12 |
| 2.6 | Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, % | 63 |
| 2.7 | Количество осадков за апрель-октябрь, мм, % | 310 |
| 2.8 | Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, % | 44 |

Система теплоснабжения муниципального образования город Балашов имеет в своем составе 19 котельных, 14 ТП, 1 ЦТП и тепловые сети протяженностью 66,7 км. Теплоснабжающие предприятия осуществляют свою деятельность в соответствии с законодательством, действующим на территории Российской Федерации, актами органов местного самоуправления и внутренними Уставами. Предметом деятельности теплоснабжающих предприятий является:

- обеспечение надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей, которые подключены к тепловым сетям и котельным предприятий;
- обеспечение надлежащего технического состояния тепловых сетей, котельных и инженерных сооружений, находящихся на балансе предприятий.

Основными теплоснабжающими организациями муниципального образования город Балашов являются МУП «Комплекс» и ООО «Теплосети», которые обеспечивают тепловые нагрузки отопления и горячего водоснабжения (ГВС) жилых и общественных зданий. Паровые нагрузки отсутствуют. Существующая присоединенная тепловая нагрузка в соответствии с «Техническим заданием на

разработку схемы теплоснабжения муниципального образования город Балашов на период с 2013 по 2028годы» составляет 167,49 Гкал/ч.

Теплоснабжение жилой и общественной застройки на территории г. Балашова осуществляется по смешанной схеме. Основная часть многоквартирного жилого фонда, крупные общественные здания, некоторые производственные и коммунально-бытовые предприятия подключены к централизованной системе теплоснабжения, в которой в качестве источника используются котельные МУП «Комплекс» и ООО «Теплосети».

Для обеспечения небольших тепловых нагрузок удаленных потребителей города применяется децентрализованная система теплоснабжения на базе газовых котельных малой мощности и индивидуальных теплогенераторов (ИТГ). Индивидуальная жилая застройка, а также часть мелких общественных и коммунально-бытовых потребителей оборудованы автономными газовыми теплогенераторами. Для горячего водоснабжения указанных потребителей используются проточные газовые водонагреватели, двухконтурные отопительные котлы и электрические водонагреватели.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой разделение по видам деятельности производства и передачи тепловой энергии до потребителя (рис. 1.1).

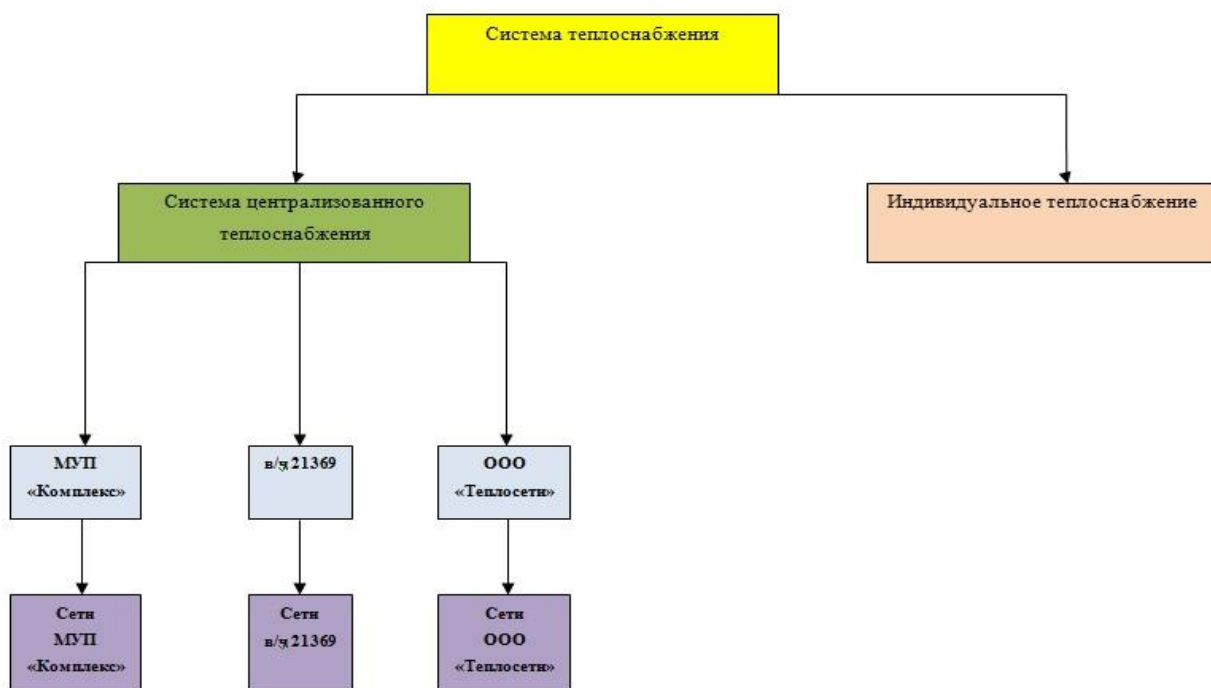


Рис. 1.1- Функциональная структура системы теплоснабжения города

По данным администрации Балашовского муниципального района к централизованной системе подключено около 55 % тепловой нагрузки потребителей города. Из этой величины 34% тепловой нагрузки обеспечивает котельная МУП «Комплекс», 18% - котельные, принадлежащие ООО «Теплосети», 23%-котельные ОАО «РЭУ». Остальная нагрузка покрывается мелкими котельными.

Сведения о котельных, находящихся в эксплуатации теплоснабжающих организаций, представлены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Котельные и теплоснабжающие организации

| п/п | Наименование источника | Расположение | Организация |
|-----|--|-----------------------|--------------------|
| 1 | Котельная МУП «Комплекс» | ул. Энтузиастов, д.1 | МУП «Комплекс» |
| 2 | Котельная № 2/139 ЭРТ №1 | г. Балашов-3 | ОАО «РЭУ» |
| 3 | Котельная Районная | ул.30 лет Победы,171 | ООО «Теплосети» |
| 4 | Котельная №1 | ул. Красина,97 | |
| 5 | Котельная №5 | ул. Нефтяная,50а | |
| 6 | Котельная №7 | ул.К. Маркса, 9 | |
| 7 | Котельная №20 | Ртищевское шоссе, 7 | |
| 8 | Котельная №21 | ул. Зюльковского 89 | |
| 9 | Котельная №23 | ул. Привокзальная 15 | |
| 10 | Котельная №25 | ул. Автомобилистов 9 | |
| 11 | Котельная №27 | ул. Астраханская, 79 | |
| 12 | Котельная №28 | ул. Озерная 49а | |
| 12 | Котельная №28 | ул. Энергетическая, 6 | |
| 13 | Котельная №29 | Советская,145 | |
| 14 | Котельная Рембазы | Ул. Титова, 40 | |
| 15 | Котельная ГАОУСПО (медицинское училище) | ул. Пугачёвская, 328 | |
| 16 | Котельная ДЮСШ | ул. Строителей , 4 | |
| 17 | Котельная ФГБОУ ВПО | ул. Советская 141 | |
| 18 | Котельная ФГБОУ ВПО | ул. Строителей, 4 | |
| 19 | Котельная СОШ №11 | ул. Урицкого, 13 | |

Децентрализованная система теплоснабжения включает индивидуальные теплогенераторы, которыми покрывается до 45% тепловой нагрузки. На рис. 1.2 представлено соотношение нагрузок систем теплоснабжения г. Балашова.

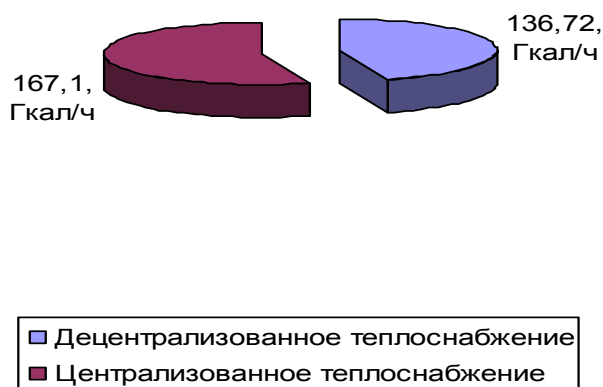


Рис. 1.2-Соотношение нагрузок систем теплоснабжения г. Балашова

В качестве теплоносителя предприятием ООО «Теплосети» используется горячая сетевая вода с расчетным температурным графиком 130/70 °С, 95/70 °С. Нагрев сетевой воды осуществляется в водогрейных котлах. При расчетной температуре наружного воздуха суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка составляет 86,07 Гкал/ч, при этом доля отопительной нагрузки -86%, ГВС – 14%. Низкая доля нагрузки ГВС объясняется наличием индивидуальных водонагревателей в зданиях малоэтажной застройки. Обеспечение потребителей горячим водоснабжением в централизованной системе осуществляется преимущественно по закрытой схеме с линией циркуляции через установленные в центральных тепловых пунктах (ЦТП) теплообменники. Подключение систем отопления к тепловым сетям осуществляется по зависимой схеме. Теплоноситель, нагреваемый в теплоисточнике и транспортируемый по тепловым сетям, поступает непосредственно в отопительные системы зданий.

ВМУП «Комплекс» в качестве теплоносителя используется горячая сетевая вода с расчетным температурным графиком 102/70 °С. Нагрев воды для отопления осуществляется в водогрейных и паровых котлах, либо с помощью промежуточных теплообменников, установленных в котельных и тепловых пунктах (ТП). При расчетной температуре наружного воздуха суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка составляет 51,5 Гкал/ч.

Котельная предприятия ОАО «РЭУ» служит источником тепловой энергии в виде ГВС и отопления для жилых и общественных зданий военного городка.

1.2. Источники теплоснабжения

Источниками системы теплоснабжения города являются девятнадцать действующих котельных, три из которых имеют присоединенную нагрузку, составляющую 23-31% от суммарной тепловой нагрузки системы теплоснабжения. Расположение котельных показано на опорном плане города 2013 года [21] (рис. 1.3).

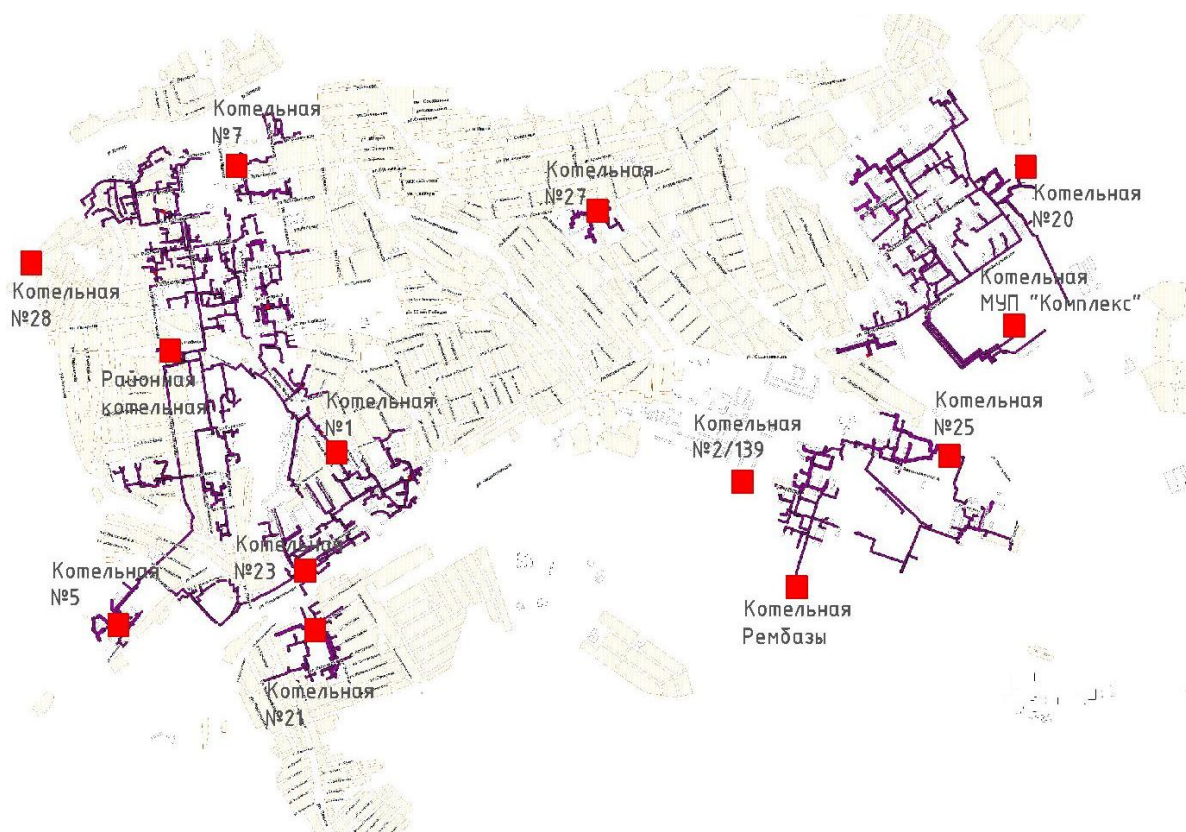


Рис. 1.3- Расположение источников на территории г. Балашов

Соотношение присоединенных тепловых нагрузок котельных показано на рис. 1.4.

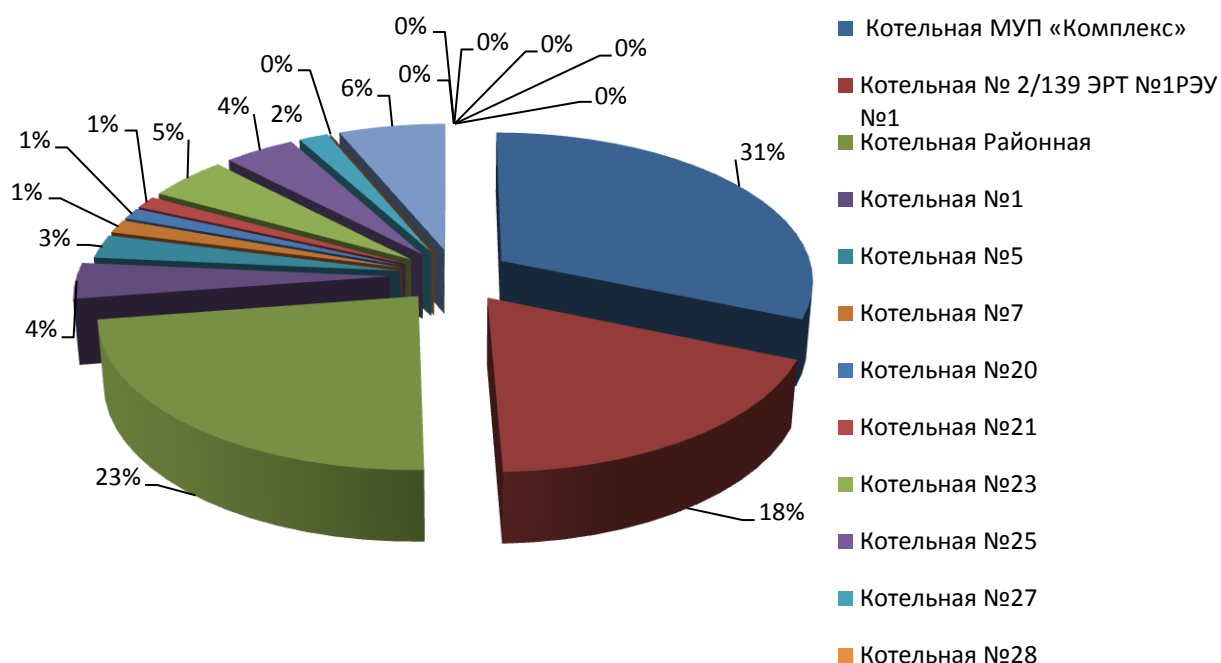


Рис. 1.4- Относительная тепловая нагрузка источников теплоты г.Балашова

Далее рассмотрены общие характеристики каждого источника теплоснабжения.

Установленная мощность котельных составляет 464,66 Гкал/ч, присоединенная нагрузка 167,5 Гкал/ч. В табл.1.3 представлены данные по установленной и присоединенной нагрузке котельных ООО «Теплосети» и МУП «Комплекс», ОАО «РЭУ».

Таблица 1.3

Установленная и присоединенная мощность котельных

| № | Наименование источника | Присоединен- ная нагрузка, | Установленная мощность | Коэффициент использования мощности |
|----|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------------|--|
| | | Гкал/ч | | |
| 1 | Котельная МУП «Комплекс» | 51,567 | 252,5 | 0,204 |
| 2 | Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | 29,9 | 53,65 | 0,557 |
| 3 | Котельная Районная | 37,965 | 65,6 | 0,579 |
| 4 | Котельная №1 | 6,366 | 10,3 | 0,618 |
| 5 | Котельная №5 | 4,21 | 4,835 | 0,871 |
| 6 | Котельная №7 | 2,421 | 4,79 | 0,505 |
| 7 | Котельная №20 | 2,037 | 3,75 | 0,543 |
| 8 | Котельная №21 | 2,194 | 7,32 | 0,300 |
| 9 | Котельная №23 | 7,801 | 17,92 | 0,435 |
| 10 | Котельная №25 | 6,872 | 9 | 0,764 |
| 11 | Котельная №27 | 2,86 | 5,7 | 0,502 |
| 12 | Котельная №28 | 0,043 | 0,043 | 1,00 |

| | | | | |
|----|---|----------------|----------------|--------------|
| 13 | Котельная Рембазы | 10,328 | 26,04 | 0,397 |
| 14 | Котельная на ул. Энергетическая | 0,043 | 0,043 | 1,00 |
| 15 | Котельная ГАОУСПО (медицинское училище) | 0,2 | 0,2 | 1,00 |
| 16 | Котельная ДЮСШ | 0,75 | 0,75 | 1,00 |
| 17 | Котельная ФГБОУ ВПО | 1,2 | 1,2 | 1,00 |
| 18 | Котельная ФГБОУ ВПО | 0,75 | 0,75 | 1,00 |
| 19 | Котельная СОШ №11 | 0,03 | 0,03 | 1,00 |
| | ИТОГО | 167,494 | 464,421 | 0,361 |

Установленная мощность и присоединенная нагрузка каждой котельной. Показаны на рис.1.5 и рис.1.6.

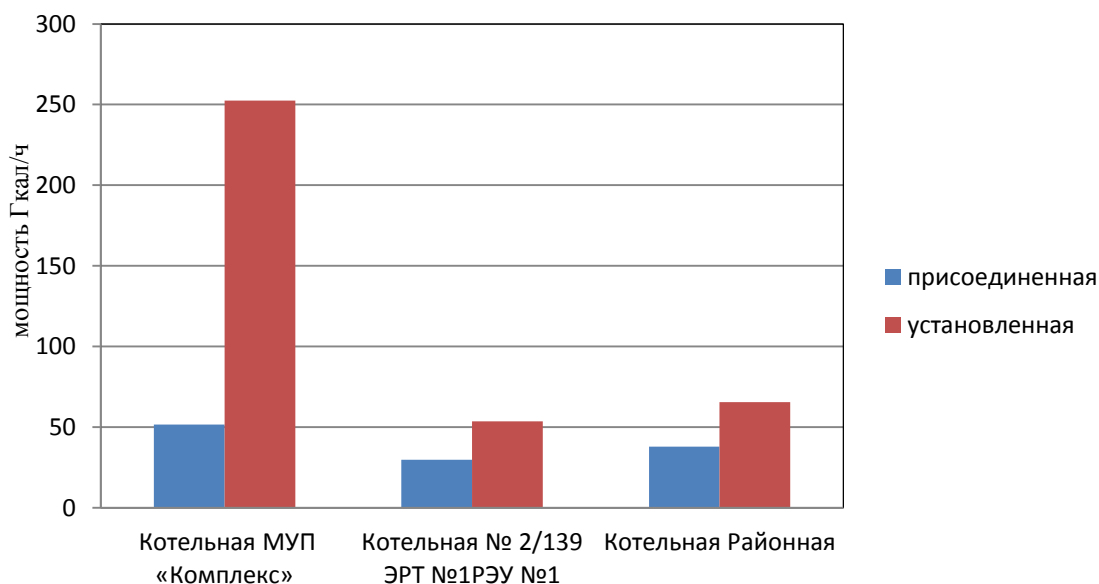


Рис. 1.5-Установленные мощности и присоединенные нагрузки котельных

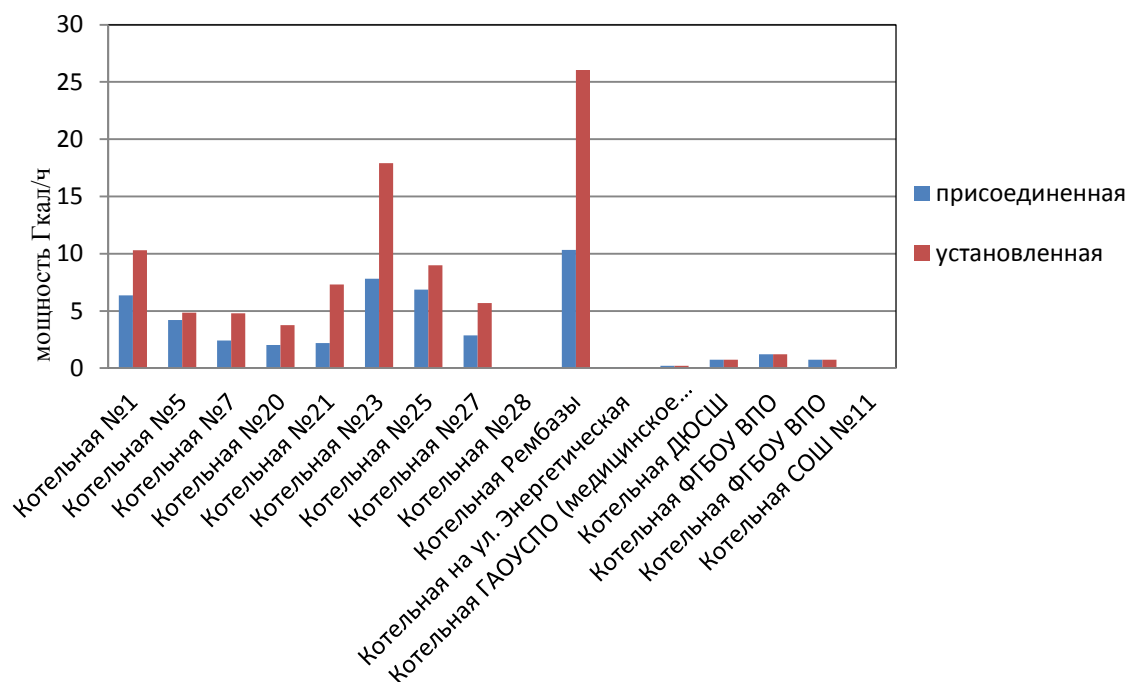


Рис. 1.6- Установленные мощности и присоединенные нагрузки котельных

Видно, что средняя загрузка котельных составляет 36 %. Котельная МУП «Комплекс» имеет низкую загрузку (18 %), на котельных ОАО «Теплосети» также имеется резерв тепловой мощности. Источники с дефицитом тепловой мощности отсутствуют, поэтому имеется возможность для присоединения дополнительных тепловых нагрузок.

Характеристики котельного парка и основного оборудования котельных представлены в табл. 1.4 и 1.5.

Таблица 1.4

Характеристики котельного парка

| № | № | Адрес | Вид топл | Теплоноситель | Марка котлов | Марка горелок | Мощность котла, Гкал/час | Кол.-во котлов |
|---|--------------------|----------------------|----------|---------------|---|--------------------------|--------------------------|----------------|
| 1 | Котельная Районная | ул.30 лет Победы,171 | газ | вода пар | КВ-ГМ-20 зав. № 7430, рег. №6367 КВ-ГМ-20 зав. № 7431, рег. №6365 КВ-ГМ-20 зав. № 7556, рег. №6364 ДЕ-10-14гм зав. № 52599, рег. №6366 | РГМГ-20 ГМ-7 | 20 5,6 | 3 1 |
| 2 | Котельная №1 | ул. Красина,97 | газ | вода | КВЖ-4,0Г, зав№6743,№6878 КВ-Г-4-115Н, зав№7171 | ГГВ-350 | 3,45 3,4 | 2 1 |
| 3 | Котельная №5 | ул. Нефтяная,50а | газ | вода пар | КСВа-2,5 ГС, зав№26,зав№27 КГ-Ф-1000 | ГБ-2,7 ГБ-Ф-0,85 | 2,15 0,535 | 2 1 |
| 4 | Котельная №7 | ул.К. Маркса, 9 | газ | вода пар | КСВа-2,5Гс, зав№3,зав№10 Д 721Г-Ф, зав№1 | ГБ-2,7 ГБ-Ф-0,85П | 2,15 0,487 | 2 1 |
| 5 | Котельная №20 | Ртищевское шоссе, 7 | газ | вода | Неделяева | БИГ-2-16 | 1,25 | 3 |
| 6 | Котельная №21 | ул. Зюльковского 89 | газ | пар вода | ДКВР-10-13 зав. № 5337, рег. №6059 КСВа-1 | ГМГ-4 (2шт) ГБ-1,2 | 5,6 0,86 | 1 2 |
| 7 | Котельная №23 | ул. Привокзальная 15 | газ | пар | ДЕ-16 зав. №31082, рег. №6623 ДЕ-16 зав. № 31079, рег. №6624 | ГМ-10 | 8,96 | 2 |
| 8 | Котельная №25 | ул. Автомобилистов 9 | газ | пар вода | ДЕ 10-14ГМ зав. № 61513, рег. №6664 | ГМ-7 Н ГГВ-350 | 5,6 3,4 | 1 1 |

| № | № | Адрес | Вид топл | Теплоноситель | Марка котлов | Марка горелок | Мощность котла, Гкал/час | Кол.-во котлов |
|----|---|-----------------------|----------|---------------|---|----------------|--------------------------|----------------|
| | | | | | КВ-Г-4-115Н | Н | | |
| 9 | Котельная №27 | ул. Астраханская, 79 | газ | пар вода | ДКВР-2,5, зав. № 7846, рег. №5589 КСВа-2,5 ГС, зав №30, №31 | ГМГ - 1,5М 2шт | 1,4 2,15 | 1 2 |
| 10 | Котельная №28 | ул. Озерная 49а | газ | вода | «Хопер -50» | - | 0,043 | 1 |
| | Котельная №28 | ул. Энергетическая, 6 | газ | вода | «Хопер -50» | - | 0,043 | 1 |
| 11 | Котельная Ремба за | Ул. Титова, 40 | газ | вода | ДКВР-10/13 зав №8883 рег №6819 ДКВР-10/13 зав №8894 рег №6821 ДКВР-10/13 зав №9013 рег №6822 ДКВР-10/13 зав №9495 рег №6820 ДКВР-6,5/13 зав №6341 рег №6818 | - | 5,6 3,64 | 4 1 |
| 12 | Котельная №29 | Советская, 145 | газ | вода | «Хопер-100» | - | 0,086 | 2 |
| 13 | Котельная МУП «Комплекс» | ул. Энтузиастов, д.1 | газ | вода | К-50-14 – 50 ПТВМ-30М | - | 30 | 3 5 |
| 14 | Котельная № 2/139 ЭРТ №1 РЭУ №1 | г. Балашов-3 | газ | вода | ДКВР-6,5/13 КВГМ-20/150 | - | 4,55 20 | 3 2 |
| 15 | Котельная ГАОУСПО (медицинское училище) | ул. Пугачёвская, 328 | газ | вода | - | - | 1 | 1 |

| № | № | Адрес | Вид топл | Теплонос итель | Марка котлов | Марка горелок | Мощность котла, Гкал/час | Кол.-во котлов |
|----|------------------------|-------------------|-------------|-------------------|--------------|------------------|-----------------------------|-------------------|
| 16 | Котельная ДЮСШ | ул. Строителей, 4 | газ | вода | - | - | 1 | 1 |
| 17 | Котельная ФГБОУ ВПО | ул. Советская 141 | газ | вода | - | - | 1 | 1 |
| 18 | Котельная ФГБОУ ВПО | ул. Строителей, 4 | газ | вода | - | - | 1 | 1 |
| 19 | Котельная СОШ №11 | ул. Урицкого, 13 | газ | вода | - | - | 1 | 1 |

Таблица 1.5

Характеристика основного оборудования

| Наименование источника | Марка котлов | Год ввода в эксплуатацию | КПД | Техническое состояние |
|-----------------------------------|---|--------------------------------------|-------------|-----------------------|
| Районная | КВ-ГМ-20 ДЕ-10-14ГМ | 1991 1991 | 0,84 | Удовлетворительное |
| №1 | КВЖ-4,0Г КВ-Г-4-115Н | 1997 2007 | 0,82 | Удовлетворительное |
| №5 | КСВа-2,5 ГС КГ-Ф-1000 | 1997 1998 | 0,84 | Удовлетворительное |
| №7 | КСВа-2,5Гс Д 721Г-Ф | 1997 1997 | 0,82 | Удовлетворительное |
| №20 | Неделяева | 1994 | 0,82 | Удовлетворительное |
| №21 | ДКВР-10-13 КСВа-1 | 1985 1999 | 0,82 | Удовлетворительное |
| №23 | ДЕ-16 | 1982 | 0,84 | Удовлетворительное |
| №25 | ДЕ 10-14ГМ КВ-Г-4-115Н | 1988 2003 | 0,84 | Удовлетворительное |
| №27 | ДКВР-2,5 КСВа-2,5 ГС | 1983 1997 | 0,84 | Удовлетворительное |
| №28 | «Хопер-50» | 2003 | 0,82 | Удовлетворительное |
| | «Хопер-50» | 2005 | 0,82 | Удовлетворительное |
| Рембаза | ДКВР-10/13 зав №8883рег№6819 ДКВР-10/13 зав №8894рег№6821 ДКВР-10/13 зав №9013рег№6822 ДКВР-10/13 зав №9495рег№6820 ДКВР-6,5/13 зав №6341рег№6818 | 1968 1967 1980 1980 1980 | 0,82 | Удовлетворительное |
| №29 | «Хопер-100» | 2004 | 0,82 | Удовлетворительное |
| Котельная МУП «Комплекс» | К-50-14 – 50 ПТВМ-30М | 1967-1971 1978-1981 | 0,89 0,9 | Удовлетворительное |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | ДКВР-6,5/13 КВГМ-20/150 | 1969-1979 1993 | 0,9 0,92 | Удовлетворительное |

Анализируя данные, представленные в табл. 1.4, следует отметить, что в эксплуатации находятся водотрубные котлоагрегаты большой мощности и газовые жаротрубные котлы (ГЖК) единичной мощностью 0,5-4,0МВт.

Современным оборудованием отечественного производства (котлы КВ-Г-4-115НОАО Сарэнергомаш) и («Хопер-50» ОАО Борисоглебский котельно-механический завод) оснащены котельные на ул. Красина, 97 и ул. Энергетическая.

Распределение установленных мощностей котельных по годам ввода их в эксплуатацию показано на рис. 1.7.

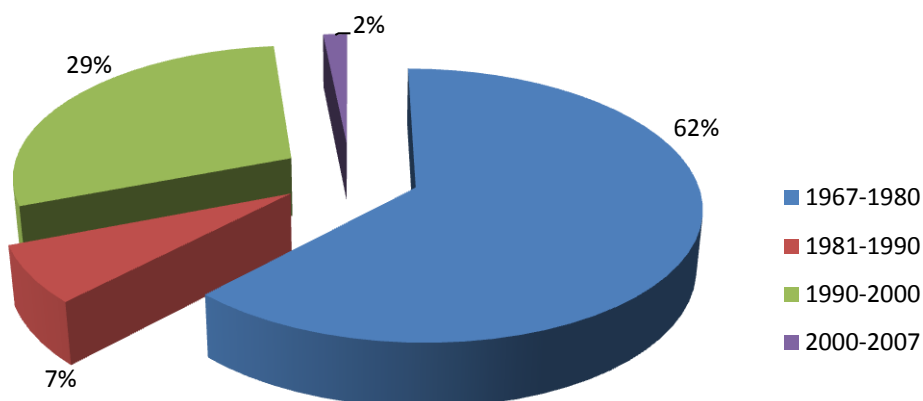


Рис. 1.7- Ввод тепловых мощностей котельных в эксплуатацию по годам

Из рисунка видно, что 62% мощностей введено в эксплуатацию в период с 67-80-е годы и только 2% находится в эксплуатации с 2000 по 2007гг. Большая часть котельного парка морально и физически изношена.

В табл.1.6 представлены расчетные тепловые нагрузки по видам теплоснабжения и годовая выработка за 2012г. Соотношение нагрузок на отопление и горячее водоснабжение показано на рис.1.8.

Таблица 1.6

Расчетное теплоснабжение по видам нагрузок

| № | Наименование источника | Присоединенная нагрузка, Гкал/ч | | Выработка, Гкал/год за 2012год | | |
|---|--------------------------------|---------------------------------|-------|--------------------------------|----------|-----------|
| | | Отопление | ГВС | Всего | ГВС | Отопление |
| 1 | Котельная МУП «Комплекс» | 45,38 | 6,187 | 129443,21 | 15529,37 | 113903,8 |
| 2 | Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | 23,5 | 6,4 | 75049 | 16064 | 58985 |
| 3 | Котельная Районная | 33,55 | 4,415 | 104732 | 18200 | 86532 |
| 4 | Котельная №1 | 5,189 | 1,177 | 19443,9 | 5631,9 | 13812 |
| 5 | Котельная №5 | 3,134 | 1,076 | 11615,9 | 3273,6 | 8342,3 |
| 6 | Котельная №7 | 2,286 | 0,135 | 6600,4 | 515,1 | 6085,3 |
| 7 | Котельная №20 | 0,82 | 1,217 | 5112,87 | 3054,67 | 2058,2 |
| 8 | Котельная №21 | 2,036 | 0,158 | 6023,7 | 602,7 | 5421 |
| 9 | Котельная №23 | 7,115 | 0,686 | 21410,4 | 2470 | 18940,4 |

| | | | | | | |
|----|---|----------------|---------------|------------------|-----------------|------------------|
| 10 | Котельная №25 | 6,7 | 0,172 | 17248,72 | 431,72 | 16817 |
| 11 | Котельная №27 | 2,46 | 0,4 | 7178,6 | 1004 | 6174,6 |
| 12 | Котельная №28 | 0,043 | - | - | - | - |
| 13 | Котельная Рембазы | 9,4 | 0,928 | 25923,28 | 23594 | 2329,28 |
| 14 | Котельная на ул. Энергетическая | 0,043 | 0 | 107,93 | 0 | 107,93 |
| 15 | Котельная ГАОУСПО (медицинское училище) | 0,2 | 0 | 502 | 0 | 502 |
| 16 | Котельная ДЮСШ | 0,412 | 0,338 | 1882,5 | 848,38 | 1034,12 |
| 17 | Котельная ФГБОУ ВПО | 1,02 | 0,18 | 3012 | 451,8 | 2560,2 |
| 18 | Котельная ФГБОУ ВПО | 0,412 | 0,338 | 1882,5 | 848,38 | 1034,12 |
| 19 | Котельная СОШ №11 | 0,03 | 0 | 75,3 | 0 | 75,3 |
| | ИТОГО | 143,687 | 23,807 | 437234,17 | 92519,62 | 344714,55 |

Весь отпуск тепла от источников является расчетной величиной.

Распределение расчетной тепловой нагрузки по видам теплопотребления показано на рис. 1.8.

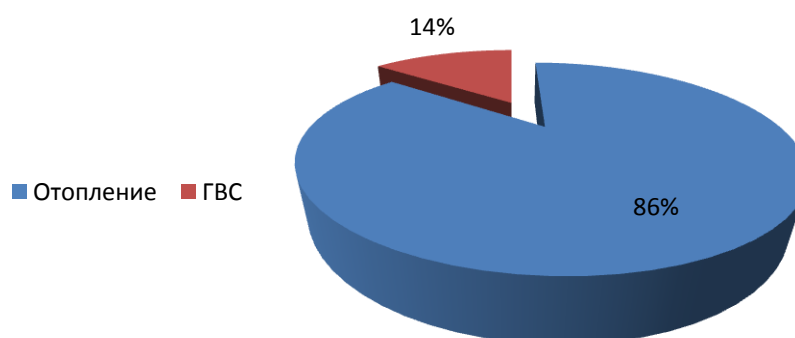


Рис.1.8 -Доли нагрузок отопления и ГВС

Удельные показатели экономичности работы котельных показаны в табл.1.7.

Таблица 1.7.

Удельные показатели экономичности работы котельных в 2012г.

| Наименование источника | Удельный расход э/э на выработку теплоты, кВт·ч/Гкал | Удельный расход топлива на выработку кгу.т./Гкал |
|--------------------------------|--|--|
| Котельная МУП «Комплекс» | 34,73 | 162,5 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | 33,21 | 161,8 |
| Котельные ООО «Теплосети» | 14,18 | 154,1 |

Анализируя данные табл. 1.5 и 1.7 видим, что котельные имеют достаточно высокие усредненные КПД. Тем не менее следует указать также превышение удельного расхода электроэнергии на выработку теплоты по сравнению с нормативным.

Перечень и характеристики вспомогательного оборудования котельных представлены в табл. 1.8 и 1.9.

Таблица 1.8

Характеристики насосного оборудования котельных

| Наименование оборудования | Марка насоса/электродвигателя | Мощность, кВт | Количество | Дата монтажа |
|---------------------------------------|-------------------------------|---------------|------------|--------------|
| Районная котельная | | | | |
| Сетевой насос воды | ЦН 400-105/ 4АМН 31554У3 | 200 | 3 | 1992 |
| Сетевой насос (летний) | 1Д315-71/4АМН225М2У3 | 90 | 1 | 1992 |
| Циркуляционный насос (летний сетевой) | К200-315/5А200L4У3 | 45 | 1 | 1992 |
| Насос сетевой | Д500-63/ М280-М | 11 | 1 | 1992 |
| Циркуляционный насос (резерв) | Д320-50/4А250S4 | 75 | 1 | 1992 |
| Насос подпиточный. | К80-50-00/4АМ132М2 | 11 | 1 | 1992 |
| Насос подпиточный | К90/55а/МО160М-2 | 18,5 | 3 | 1992 |
| Насос рабочей воды | К45-30/АИРМ112У3, | 7,5 | 1 | 1992 |
| Насос рабочей воды | К80-50-200/АИР160S2 | 15 | 1 | 1992 |
| Котельная №1 | | | | |
| Сетевой насос | К-100-150-250 | 30 | 1 | 1997 |
| Сетевой насос | К200-150-315 | 45 | 1 | 2004 |
| Сетевой насос | 1Д315-50 | 90 | 1 | 1997 |
| Сетевой насос | К100-65-160 | 7,5 | 1 | 2004 |
| Насос сырой воды №1 | К80-50-200 | 11 | 1 | 1997 |
| Насос сырой воды №2 | К90-35 | 15 | 1 | 1997 |
| Насос подпитки теплосети №3 | 3К65-50-160 | 5,5 | 1 | 1997 |
| Насос горячей воды №8 | К100-65-200 | 22 | 1 | 1977 |
| Насос горячей воды №9 | К100-65-200 | 15 | 1 | 1977 |
| Питательный насос №10 | ЦНСГ4-160 | 5 | 1 | 1955 |
| Насос сырой воды №1 | К80-50-200 | 11 | 1 | 1997 |
| Соляной насос №1 | К-45-30 | 11 | 1 | 1977 |
| Питательный насос | ЦНСГ38-154 | 30 | 1 | - |
| Котельная № 5 | | | | |
| Насос | Д-315-50 | 11 | 1 | 1997 |
| Насос холодной воды | К20/30 | 3 | 1 | 1997 |
| Насос горячей воды | К45/30 | 1,1 | 1 | 1997 |
| Насос сетевой | К290/1 | 37 | 1 | 2005 |
| Насос сетевой | UPS 65-120 | | 2 | 1997 |
| Насос горячей воды | К 45/50 | 15 | 1 | 1997 |
| Насос подпиточный | БК-4/28Ац2 | 18 | 1 | 1997 |
| Насос подпиточный | К20/30 | 4 | 1 | 1997 |

| Наименование оборудования | Марка насоса/электродвигателя | Мощность, кВт | Количество | Дата монтажа |
|--------------------------------------|-------------------------------|---------------|------------|--------------|
| Насос соляной | ХМ 8/40 | 4 | 1 | 2000 |
| Насос питательный | К8/18 | 1,5 | 1 | 2000 |
| Котельная №7 | | | | |
| Насос сетевой | К200-150-315 | 11 | | |
| Насос сетевой | 1Д-315-50 | 55 | | |
| Насос сетевой | Д-315-50 | 45 | | |
| Насос подпиточный | КМ50-32-125 | 2,2 | | |
| Насос подпиточный | К20/30 | 4 | | |
| Насосы горячей воды | К50-32-125 | 2,2 | | |
| Насосы горячей воды | К-80-60 –200 | 14,5 | | |
| Насос соляной | ХМ8-40 | 3,0 | | |
| Насос соляной | К20/30 | 4,0 | | |
| Котельная №20 | | | | |
| Насосный агрегат сетевой (летний) №1 | К45/30 | 5,5 | 1 | 1994 |
| Насосный агрегат сетевой №2 | КМ 100-65-200 | 5,5 | 1 | 2006 |
| Насосный агрегат сетевой №3 | К 90/85 | 11 | 1 | 1994 |
| Насос для горячего водоснабжения №2 | - | 11 | 1 | 1997 |
| Насос для горячего водоснабжения №1 | КМ80-50-200 | 15 | 1 | 1997 |
| Насос холодной воды | К20/30 | 5,5 | 1 | 2005 |
| Котельная №21 | | | | |
| Сетевой насос | Д 320/50 | 75 | 1 | 1999 |
| Сетевой насос | Д 320/50 | 30 | 1 | 1999 |
| Сетевой насос | К 90/85 | 37 | 1 | 1999 |
| Сетевой насос | К90/20 | - | 1 | - |
| Насос горячей воды | 3КМ6 | 22 | 1 | 1986 |
| Насос горячей воды | К85/6 | 30 | 1 | 1986 |
| Насос холодной воды | К45/30 | 5,5 | 1 | 1986 |
| Солевой насос | 1,5Х6Л1 | 4 | 1 | 1986 |
| Мазутный насос | Ш80-6 | 7,5 | 1 | 2000 |
| Глубинный насос | ЭЦВ 6-10-185 | 6 | 1 | 1986 |
| Котельная №23 | | | | |
| Сетевой насос | NK150-315/314 | 37 | 1 | 2011 |
| Сетевой насос электродвигателем | NB125-250-266 | 30 | 1 | 2005 |
| Насос сетевой | 6К-8 | 22 | 1 | 2011 |
| Насос сетевой | К100/65-250 | 7,5 | 1 | 2009 |
| Насос питательный | ЦНСГ-38-110 | 22 | 1 | 2007 |
| Подпиточный насос | К20/30 | 4 | 2 | 1982 |
| Питательный насос | ЦНС22-262 | 37 | 1 | 1982 |
| Питательный насос №3 | - | 17 | 1 | 1982 |
| Насос горячей воды | КМ90/35 | 18 | 1 | 1982 |
| Насос горячей воды | К100-65-200 | 30 | 1 | 1982 |
| Перекачивающий насос сырой воды №1 | К45/30 | 7,5 | 1 | 1982 |
| Перекачивающий насос сырой воды №2 | К45/30 | 7,5 | 1 | 1982 |

| Наименование оборудования | Марка насоса/электродвигателя | Мощность, кВт | Количество | Дата монтажа |
|--|-------------------------------|---------------|------------|--------------|
| Насос сырой воды | КМ 80 | 22 | 2 | 1982 |
| Насос конденсатный | К20/30 | 5,5 | 1 | 1982 |
| Насос для соленого раствора | К50-32-125 | 4 | 1 | 1982 |
| Насос перекачивающий для мазута | НМШ 4/25 | 5,5 | 2 | 1982 |
| Насос перекачивающий между приемными емкостями | - | 5,5 | 1 | 1982 |
| Котельная №25 | | | | |
| Насос питательный | ЦНСГ-38/220 | 45 | 1 | 1985 |
| Насос горячего водоснабжения | ЗКМ6 | - | 1 | 1985 |
| Насос паровой | ПВД-16125 | - | 1 | 1985 |
| Насос сетевой | К200-150-315 | 45 | 1 | 2001 |
| Насос сетевой | GRUNDFOS | 22 | 1 | 2003 |
| Насос подпиточный | К90/20 | 7,5 | 1 | 2003 |
| Насос горячей воды | К 80-50-200 | 15 | 1 | 2000 |
| Насос подпитки системы отопления | К8/18 | 1,5 | 1 | 1985 |
| Насос холодной воды | К20/30 | 7,5 | 1 | 1985 |
| Насос холодной воды | К90/55 | 2,2 | 1 | 1985 |
| Котельная №27 | | | | |
| Насос горячего водоснабжения с эл. двиг кВт | К45/30 | 7,5 | 3 | - |
| Насос сетевой | К90/55 | 18,5 | 1 | - |
| Насос сетевой | К160/20 | 15 | 1 | - |
| Насос питательный | ЦНСГ 38-154 | 30 | 1 | - |
| Насос холодной воды | К80-60-100 | 11 | 1 | - |
| Котельная №28 | | | | |
| Насос сетевой | GRUNDFOST | - | 1 | 2003 |
| ЦТП Рембаза | | | | |
| Насос | К90/55 | 22 | 5 | 1988 |
| Насос | К90/35 | 15 | 4 | 1988 |
| Насос ХВО | 4А160 | 15 | 1 | 2008 |
| Насос центробежный консольный | К8/18 | | 1 | 2003 |
| Электронасос погружной | ГНОМ 10-10Т | | 1 | 2003 |

Таблица 1.9

Характеристики тягодутьевых устройств

| Наименование оборудования | Марка насоса/электродвигателя | Мощность, кВт | Количество | Дата монтажа |
|---------------------------|-------------------------------|---------------|------------|--------------|
| Районная котельная | | | | |
| Дымосос | ДН-17/4А280S8 | 55 | 3 | 1992 |
| Вентилятор | ВДН-12,5У/4АМ200L6 | 30 | 3 | 1992 |
| Котельная №5 | | | | |
| Дымосос | ДН-9 | 11 | 2 | 1997 |
| Котельная №7 | | | | |
| Дымосос | ВДН-9 | 11 | 2 | 1997 |

| Наименование оборудования | Марка насоса/электродвигателя | Мощность, кВт | Количество | Дата монтажа |
|---------------------------|-------------------------------|---------------|------------|--------------|
| Котельная №21 | | | | |
| Дымосос | ДН-12,5 | 30 | 1 | 1985 |
| Котельная №23 | | | | |
| Вентилятор №1 | ВДН-11,2 | 30 | 1 | 1982 |
| Вентилятор №2 | ВДН-9 | 30 | 1 | 1982 |
| Дымосос | ДН- 12,5 | 30 | 2 | 1982 |
| Котельная №25 | | | | |
| Вентилятор | ВДН 10/1500 | 22 | 2 | 1985 |
| Дымосос | ДН-10 | 30 | 2 | 1985 |
| Котельная №27 | | | | |
| Дымосос | ВДН-9 | 15 | 1 | - |
| Дымосос | ВДН -9 | 22 | 1 | - |
| Дымосос | ДН -10 | 11 | 1 | - |

Среднегодовая загрузка оборудования по тепловой нагрузке.

При производстве и передачи теплоты затрачивается электроэнергия на привод вспомогательного и насосного оборудования котлоагрегатов. Суммарная величина потребляемой электроэнергии всей системой теплоснабжения представлена в табл.1.10 и показана на рис.1.9.

Таблица 1.10

Потребление электроэнергии в целом по тепловым сетям 2010-2012г

| Период | Потребление электроэнергии, кВт·ч |
|---------|-----------------------------------|
| 2010 г. | 3146332 |
| 2011 г. | 2896922 |
| 2012 г. | 3083290 |

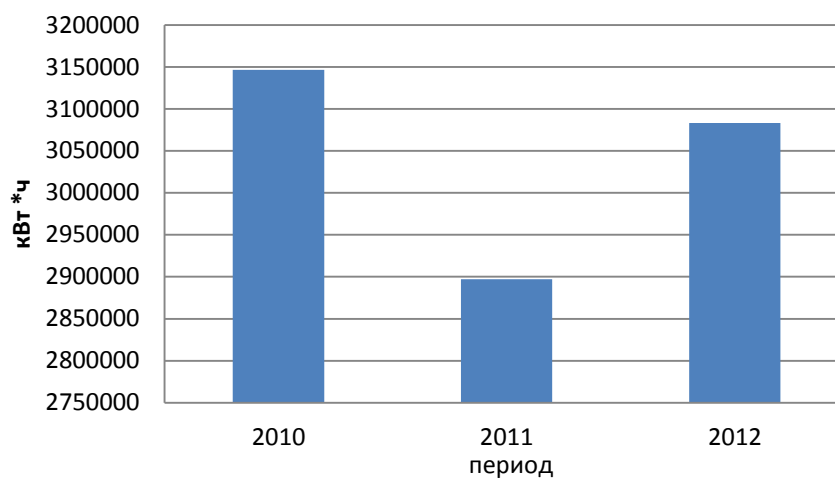


Рис.1.9- Потребление электроэнергии вспомогательным оборудованием котельных системы теплоснабжения

Фактические данные по годовой загрузке оборудования котельных (в том числе в период зимнего максимума потребления тепловой энергии) за 2010-2012г. представлены в табл.1.11 и показаны на рис.1.10-1.23.

Таблица 1.11

Среднегодовая загрузка оборудования котельных

| Котельная РК | | | |
|---------------------|---------------------------|-----------------|----------------|
| Период | Суммарная выработка, Гкал | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 21507,4 | 20398,9 | 19839,4 |
| Февраль | 18579,4 | 18520,5 | 19459,9 |
| Март | 16235,7 | 16235,7 | 14378,2 |
| Апрель | 6650,7 | 6650,7 | 6703,6 |
| Май | 955,6 | 0 | 0 |
| Июнь | 955,6 | 0 | 0 |
| Июль | 418,8 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 7696,0 | 7696,0 | 7534,0 |
| Ноябрь | 13107,6 | 14418,4 | 12670,7 |
| Декабрь | 17184,2 | 17184,2 | 17621,2 |
| Итого | 103291,0 | 101104,4 | 98207,0 |
| Котельная №1 | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 2833,7 | 2807,5 | 2389,2 |
| Февраль | 2581,1 | 2609,7 | 2617,3 |
| Март | 2378,7 | 2378,7 | 2106,6 |
| Апрель | 1031,0 | 1031,0 | 1039,2 |
| Май | 446,1 | 0 | 0 |
| Июнь | 448,3 | 0 | 0 |
| Июль | 159,3 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 1170,6 | 1170,6 | 1146,0 |
| Ноябрь | 2087,5 | 2087,5 | 2017,9 |
| Декабрь | 2539,6 | 2539,6 | 2264,5 |
| Итого | 15675,9 | 14624,6 | 13580,7 |
| Котельная №5 | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 1906,6 | 1951,4 | 1660,6 |
| Февраль | 1727,0 | 1765,1 | 1770,2 |
| Март | 1657,2 | 1657,2 | 1467,6 |
| Апрель | 598,7 | 598,7 | 641,4 |
| Май | 301,1 | 37,9 | 0 |
| Июнь | 186,8 | 0 | 0 |
| Июль | 63,4 | 0 | 0 |
| Август | 327,2 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 327,2 | 0 | 0 |
| Октябрь | 766,6 | 766,6 | 750,5 |

| | | | |
|----------------------|----------------|---------------|---------------|
| Ноябрь | 1398,0 | 1398,0 | 1351,4 |
| Декабрь | 1774,0 | 1774,0 | 1581,8 |
| Итого | 11033,8 | 9948,9 | 9223,5 |
| Котельная №7 | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 1773,2 | 1171,1 | 1102,5 |
| Февраль | 1419,4 | 1181,1 | 1184,5 |
| Март | 1058,1 | 1058,1 | 1030,8 |
| Апрель | 466,9 | 466,9 | 470,6 |
| Май | 45,6 | 0 | 0 |
| Июнь | 45,6 | 0 | 0 |
| Июль | 16,1 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 518,0 | 518,0 | 507,1 |
| Ноябрь | 893,8 | 893,8 | 864,0 |
| Декабрь | 1177,7 | 1177,7 | 1207,6 |
| Итого | 7414,4 | 6466,7 | 6367,1 |
| Котельная №20 | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 765,8 | 696,9 | 644,6 |
| Февраль | 662,2 | 682,6 | 713,1 |
| Март | 526,9 | 685,0 | 536,6 |
| Апрель | 246,3 | 320,2 | 248,2 |
| Май | 237,1 | 0 | 0 |
| Июнь | 237,1 | 0 | 0 |
| Июль | 84,1 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 301,6 | 301,6 | 295,3 |
| Ноябрь | 476,7 | 619,7 | 460,8 |
| Декабрь | 552,8 | 552,8 | 591,4 |
| Итого | 4090,6 | 3858,8 | 3490,0 |
| Котельная №21 | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 0 | 0 | 0 |
| Февраль | 872,3 | 0 | 0 |
| Март | 0 | 0 | 0 |
| Апрель | 300,5 | 73,7 | 74,3 |
| Май | 250,4 | 0 | 0 |
| Июнь | 257,3 | 0 | 0 |
| Июль | 95,2 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 313,4 | 0 | 0 |
| Ноябрь | 0 | 0 | 2,8 |
| Декабрь | 0 | 0 | 0 |
| Итого | 2089,1 | 73,7 | 77,1 |
| Котельная №23 | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |

| | | | |
|----------------------|----------------|----------------|----------------|
| Январь | 6851,5 | 5806,9 | 5311,2 |
| Февраль | 5149,6 | 5296,6 | 6070,8 |
| Март | 4915,6 | 4915,6 | 4353,2 |
| Апрель | 1735,4 | 1962,2 | 1977,8 |
| Май | 0 | 0 | 0 |
| Июнь | 0 | 0 | 0 |
| Июль | 0 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 2081,7 | 2395,1 | 2344,7 |
| Ноябрь | 4120,9 | 4120,9 | 3980,7 |
| Декабрь | 5321,2 | 5321,2 | 4744,8 |
| Итого | 30175,9 | 29818,5 | 28783,2 |
| Котельная №25 | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 3574,6 | 2819,9 | 2742,5 |
| Февраль | 2936,1 | 2775,1 | 2904,1 |
| Март | 2457,9 | 2457,9 | 2176,7 |
| Апрель | 1038,9 | 1038,9 | 1047,2 |
| Май | 89,1 | 0 | 0 |
| Июнь | 89,3 | 0 | 0 |
| Июль | 31,5 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 1188,8 | 1188,8 | 1163,8 |
| Ноябрь | 1976,8 | 2174,5 | 1910,9 |
| Декабрь | 2612,9 | 2612,9 | 2679,4 |
| Итого | 15995,9 | 15068,0 | 14624,6 |
| Котельная №27 | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 1379,1 | 1368,3 | 1164,4 |
| Февраль | 1245,0 | 1233,0 | 1236,6 |
| Март | 1148,1 | 1148,1 | 1016,7 |
| Апрель | 479,4 | 479,4 | 483,2 |
| Май | 109,3 | 0 | 0 |
| Июнь | 92,1 | 0 | 0 |
| Июль | 36,0 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 565,2 | 565,2 | 553,3 |
| Ноябрь | 960,5 | 960,5 | 928,5 |
| Декабрь | 1245,1 | 1245,1 | 1110,2 |
| Итого | 7259,8 | 6999,6 | 6492,9 |
| Котельная №28 | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 14,6 | 15,3 | 14,1 |
| Февраль | 13,1 | 13,1 | 14,3 |
| Март | 10,9 | 14,2 | 11,7 |
| Апрель | 4,6 | 5,5 | 4,6 |
| Май | 0 | 0 | 0 |

| | | | |
|--|----------------|----------------|----------------|
| Июнь | 0 | 0 | 0 |
| Июль | 0 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 5,5 | 5,5 | 5,4 |
| Ноябрь | 9,0 | 10,8 | 8,7 |
| Декабрь | 11,9 | 11,9 | 13,8 |
| Итого | 69,6 | 76,3 | 72,6 |
| Котельная №28(ул. Энергетическая, 6а) | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 14,3 | 15,2 | 12,9 |
| Февраль | 10,9 | 13,0 | 11,8 |
| Март | 9,1 | 10,9 | 9,7 |
| Апрель | 3,8 | 4,6 | 3,8 |
| Май | 0 | 0 | 0 |
| Июнь | 0 | 0 | 0 |
| Июль | 0 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 4,5 | 4,5 | 4,3 |
| Ноябрь | 7,5 | 7,5 | 7,3 |
| Декабрь | 9,9 | 9,9 | 8,8 |
| Итого | 60,0 | 65,6 | 58,6 |
| Котельная «Рембаза» | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 0 | 6067,1 | 5624,4 |
| Февраль | 0 | 5513,4 | 5770,6 |
| Март | 0 | 5635,6 | 4773,9 |
| Апрель | 0 | 2082,5 | 1749,3 |
| Май | 0 | 0 | 0 |
| Июнь | 0 | 0 | 18850,4 |
| Июль | 0 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 2548,6 | 2548,6 | 2495,9 |
| Ноябрь | 3758,9 | 4510,7 | 3633,6 |
| Декабрь | 5379,4 | 5379,4 | 5756,0 |
| Итого | 11686,9 | 31737,3 | 48654,1 |
| Котельная МУП «Комплекс» | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | | | 8314,223 |
| Февраль | | | 7798,40 |
| Март | | | 7155,92 |
| Апрель | | | 3725,44 |
| Май | | | 1407,248 |
| Июнь | | | 1405,628 |
| Июль | | | 1367,248 |
| Август | | | 1367,248 |
| Сентябрь | | | 1405,628 |
| Октябрь | | | 4211,7 |

| | | | |
|----------------------------|-----------------|-----------------|------------------|
| Ноябрь | | | 6460,152 |
| Декабрь | | | 7798,292 |
| Итого | | | 50837,458 |
| | | | |
| Котельная ОАО «РЭУ» | | | |
| | 2010 г | 2011г. | 2012 г |
| Январь | 12660,19 | 9195,368 | 8782,368 |
| Февраль | 10636,75 | 10639,2 | 11522,04 |
| Март | 9715,486 | 9593,465 | 10318,17 |
| Апрель | 5332,313 | 1726,66 | 5351,84 |
| Май | 2185,188 | 2172,382 | 1769,715 |
| Июнь | 1707,007 | 1879,319 | |
| Июль | 1028,715 | 1152,132 | |
| Август | 1224,91 | 1733,569 | |
| Сентябрь | 2026,021 | 2102,771 | |
| Октябрь | 5917,625 | 4839,882 | 4833,701 |
| Ноябрь | 6735,042 | 8516,632 | 7839,028 |
| Декабрь | 10738,89 | 11181,24 | 11297,9 |
| Итого | 69908,13 | 64732,62 | 54656,16 |

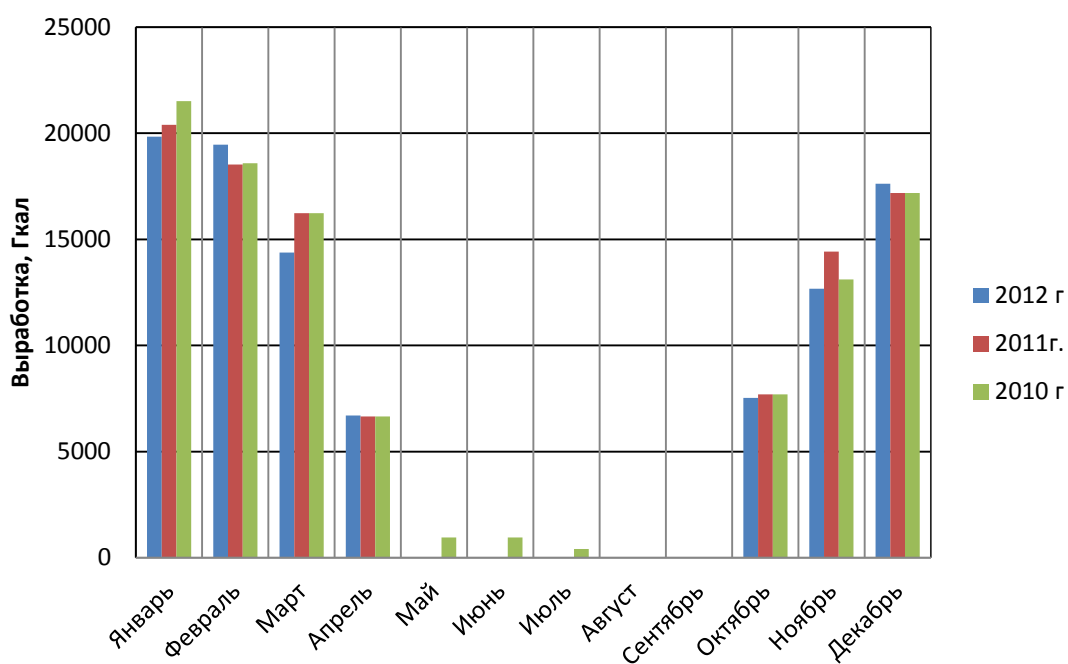


Рис. 1.10- Загрузка оборудования Районной котельной

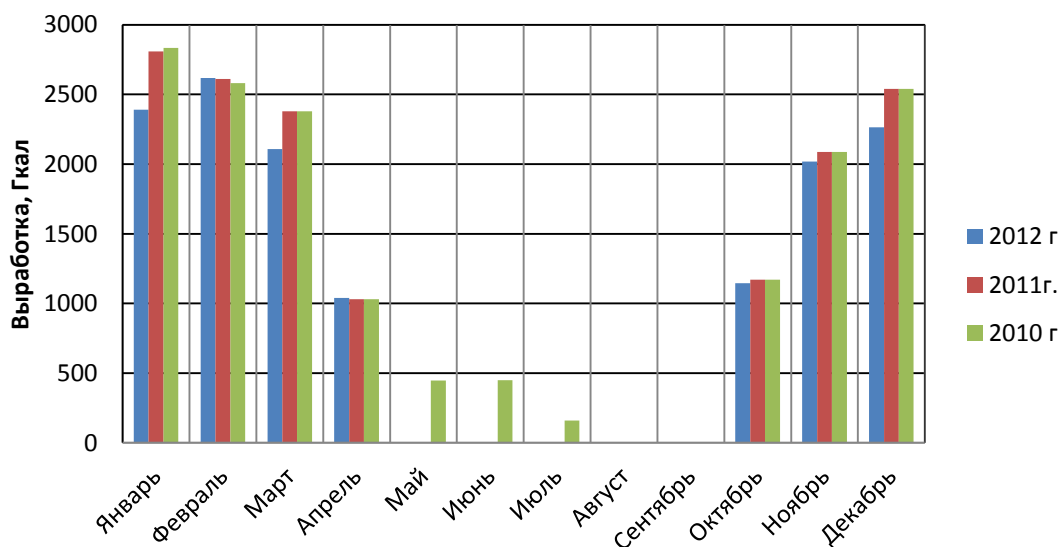


Рис. 1.11- Загрузка оборудования Котельной №1

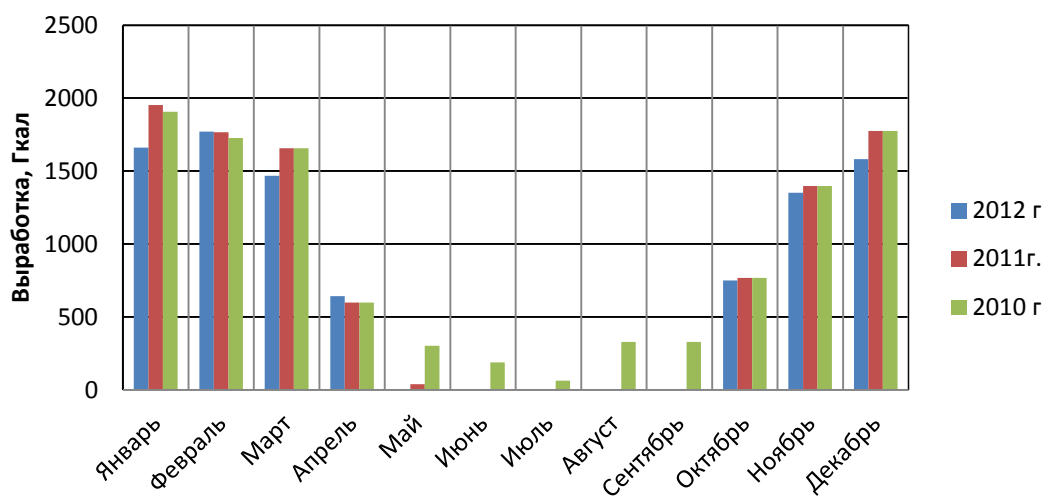


Рис. 1.12- Загрузка оборудования Котельной №5

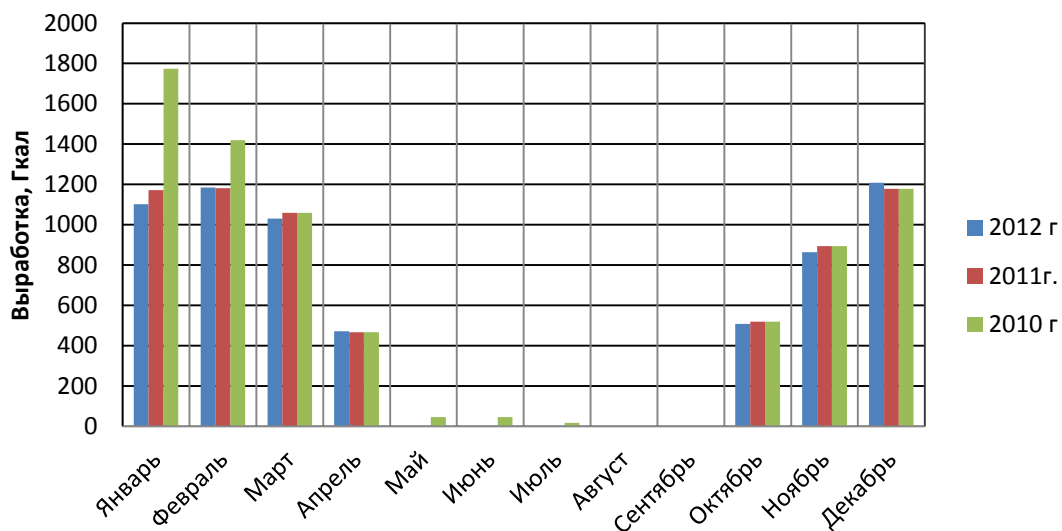


Рис. 1.13- Загрузка оборудования Котельной №7

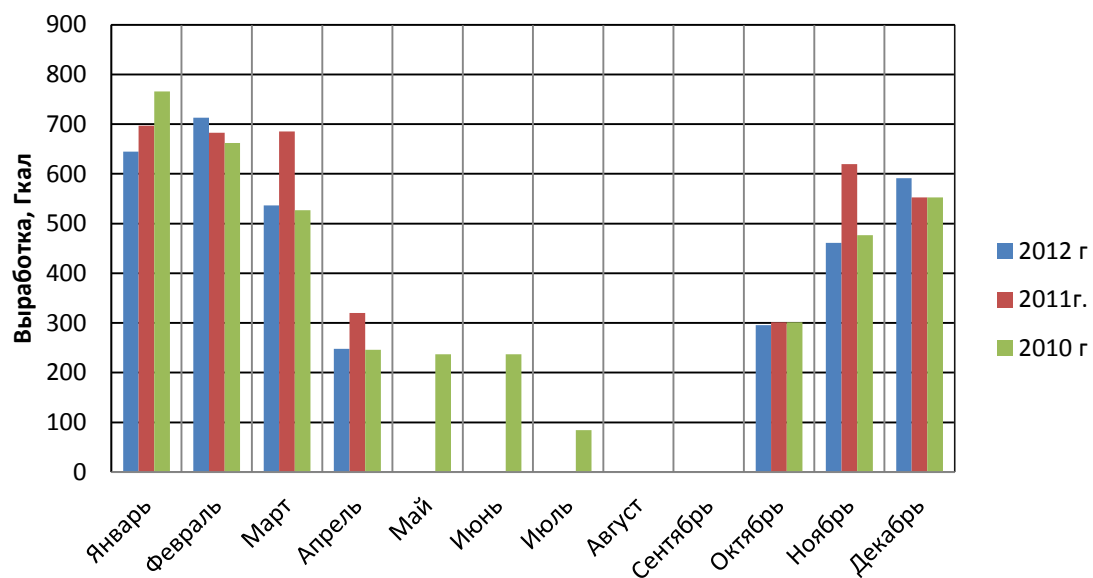


Рис. 1.14- Загрузка оборудования Котельной №20

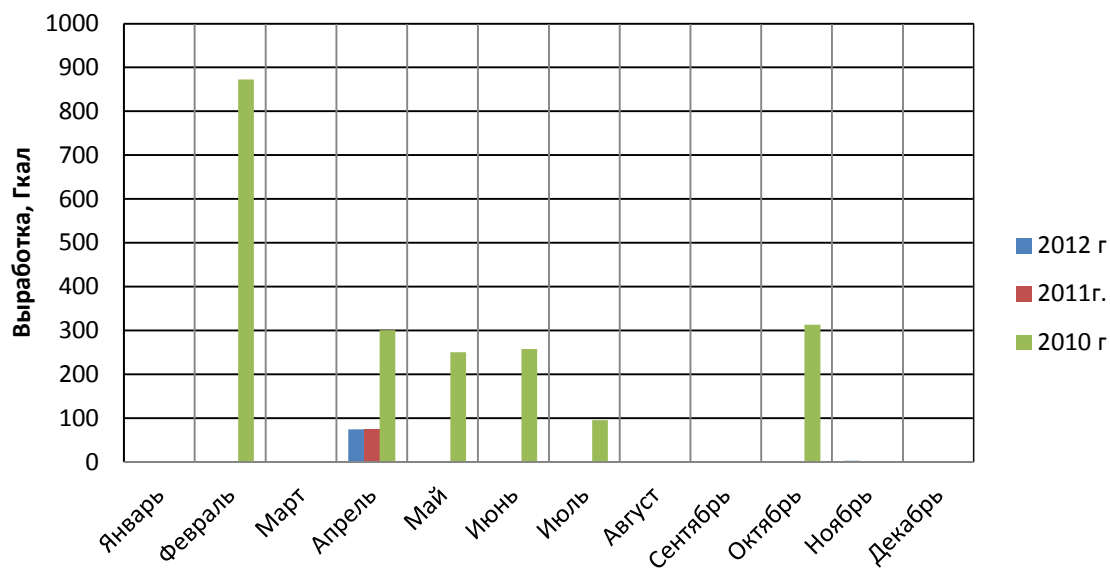


Рис. 1.15- Загрузка оборудования Котельной №21

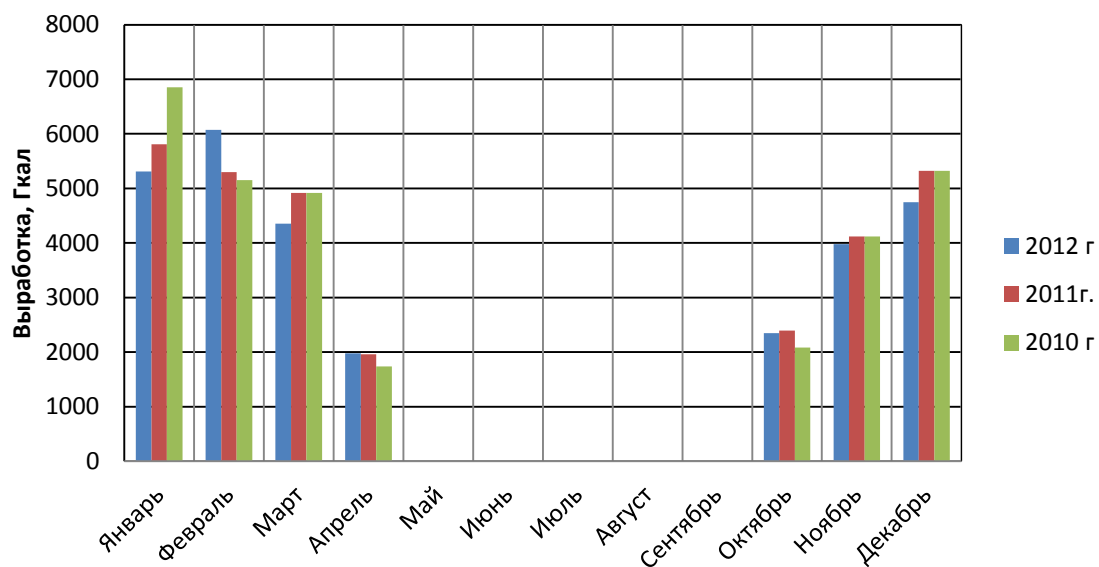


Рис. 1.16- Загрузка оборудования Котельной №23

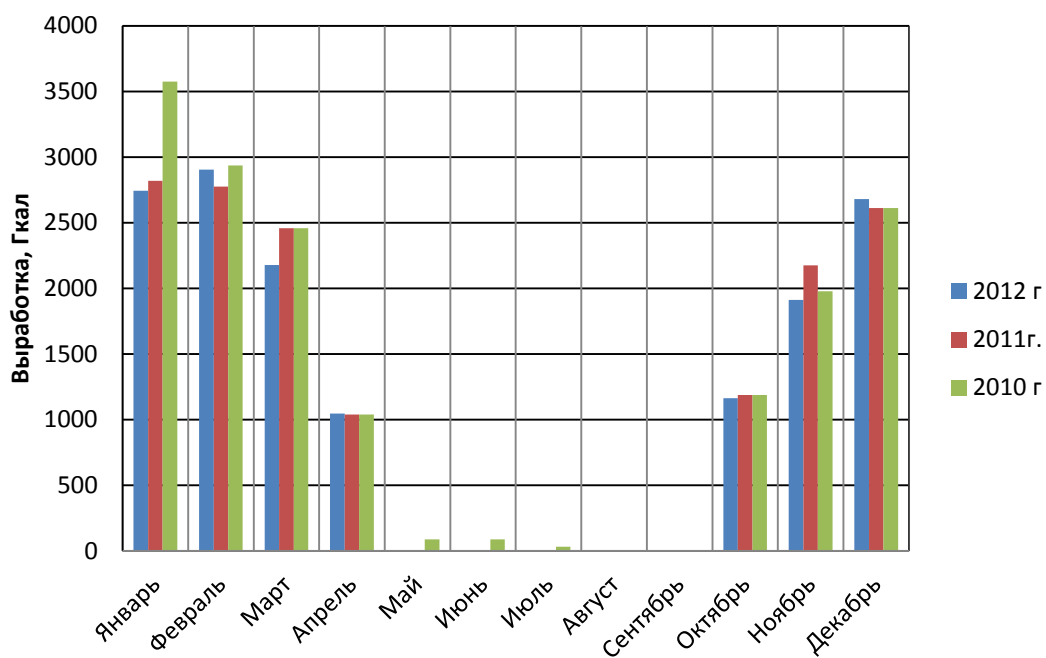


Рис. 1.17- Загрузка оборудования Котельной №25

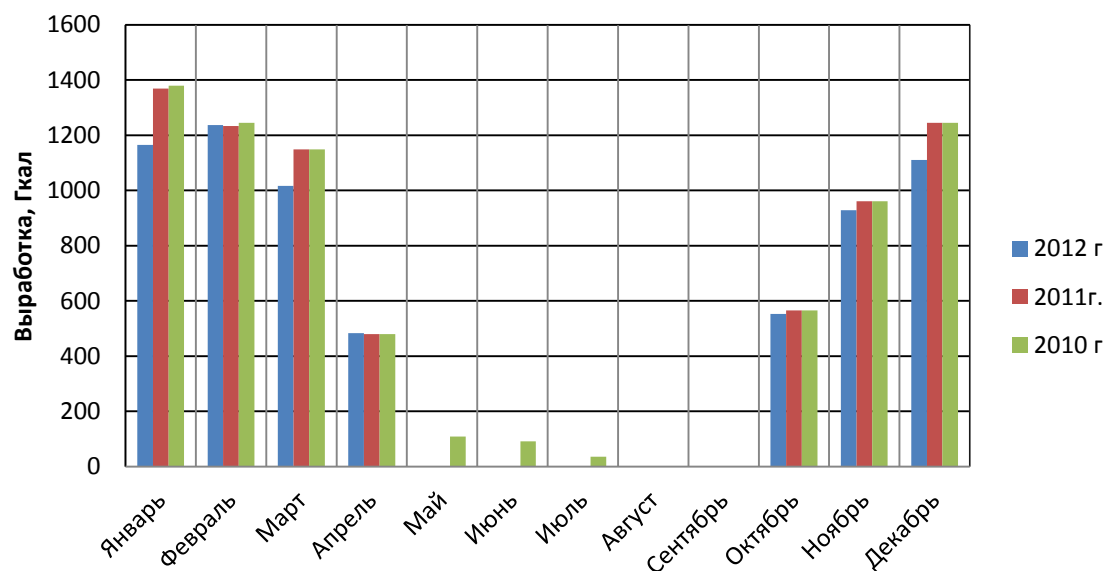


Рис. 1.18- Загрузка оборудования Котельной №27

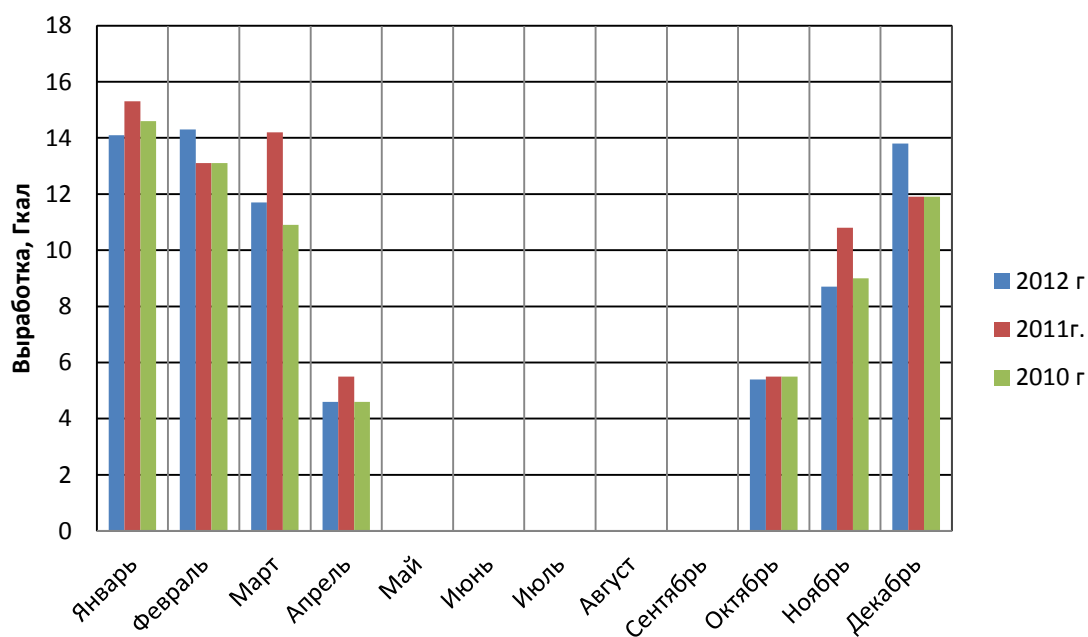


Рис. 1.19- Загрузка оборудования Котельной №28

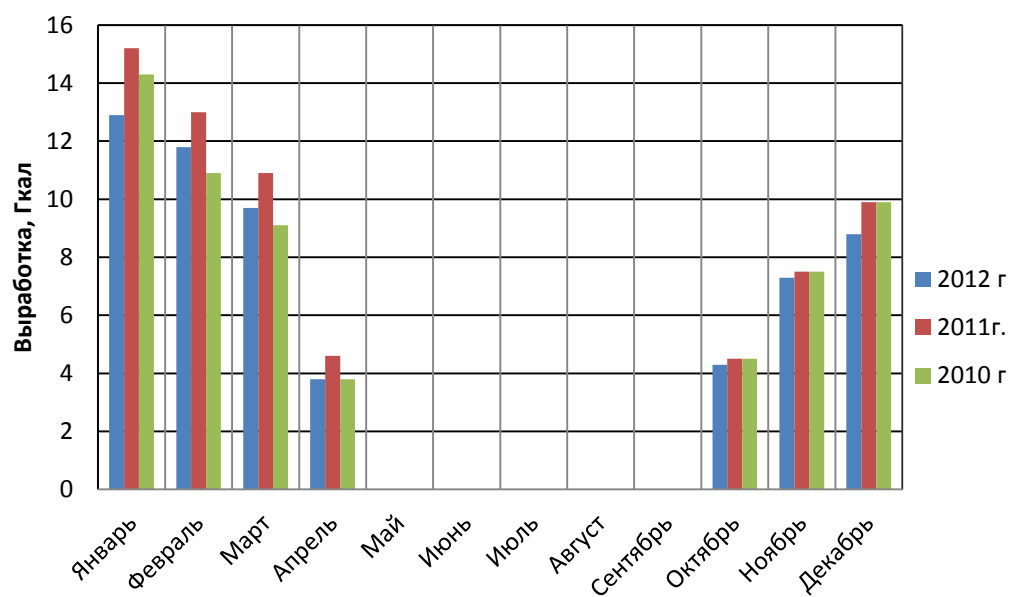


Рис. 1.20- Загрузка оборудования Котельной №28 (ул. Энергетическая, ба)

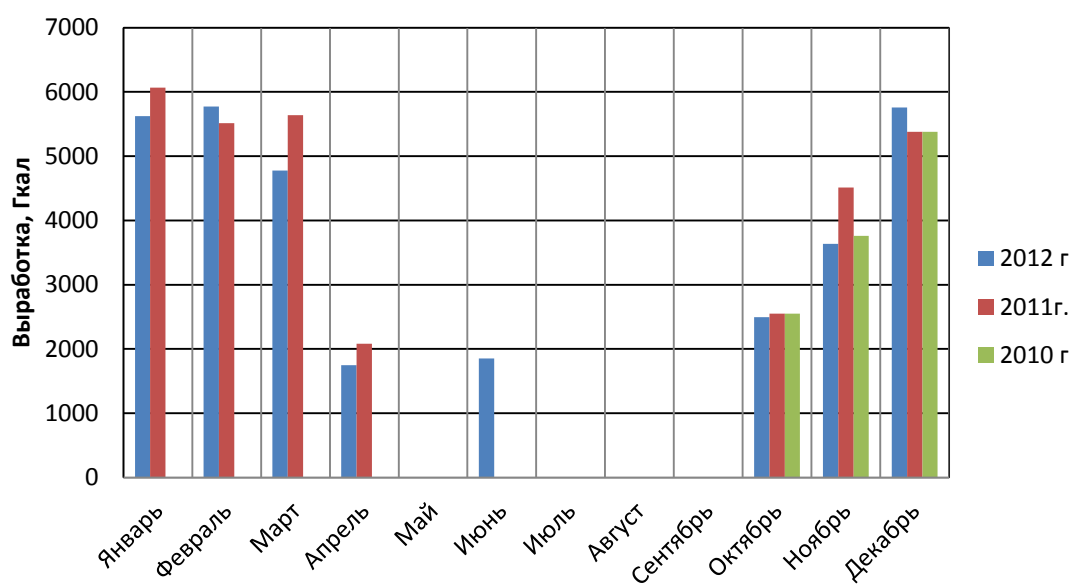


Рис. 1.21- Загрузка оборудования Котельной «Рембаза»

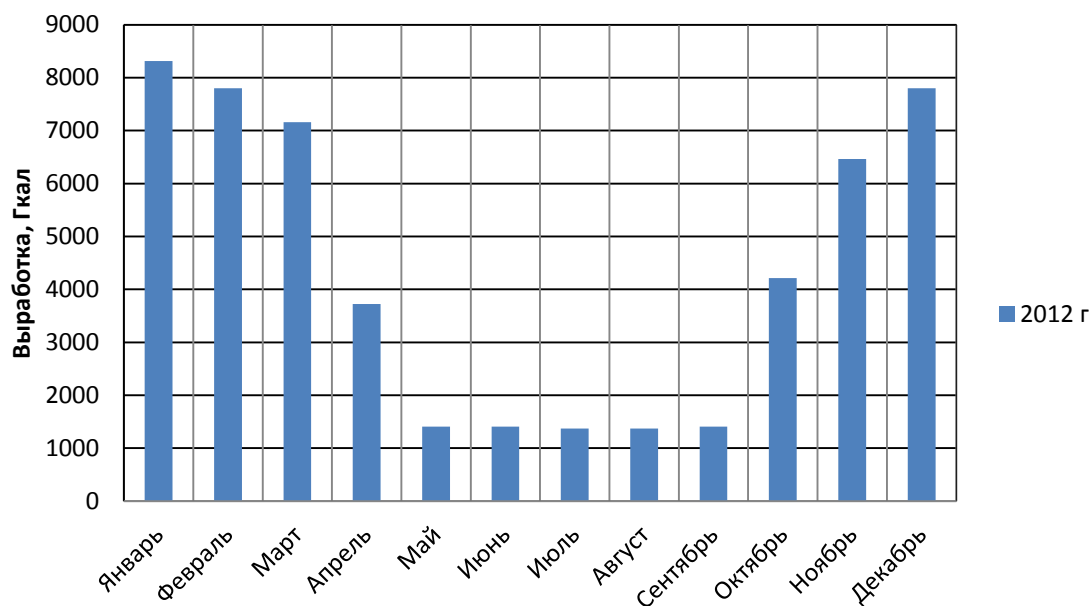


Рис. 1.22- Загрузка оборудования Котельной МУП «Комплекс»

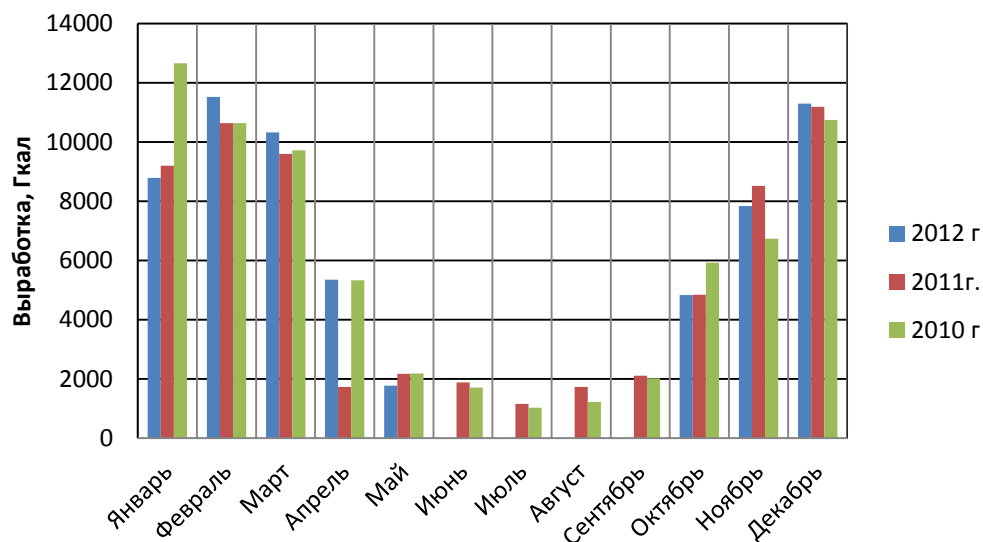


Рис. 1.23- Загрузка оборудования Котельной «РЭУ»

Анализ приведенных данных показывает, что некоторые котельные в летний период не опускают теплоту потребителям в связи с низкой долей загрузки котельного оборудования из-за снижения плотности нагрузки. Использование котлов большой производительности для подогрева воды до 60-70⁰С на горячее водоснабжение технически нерационально из-за кислородной коррозии хвостовых поверхностей нагрева. В связи с этим эффективность централизованного теплоснабжения при уменьшении тепловой нагрузки в зоне действия источника снижается.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Теплоснабжение муниципального образования город Балашов осуществляется в основном по закрытой схеме. Циркуляция теплоносителя в системах теплоснабжения поддерживается сетевыми насосами, установленными на источниках. Теплоноситель в систему отопления поступает в соответствии с утвержденным для каждого источника температурным графиком. Регулирование отпуска тепла от котельных принято качественное при постоянном расходе теплоносителя, автоматическое регулирование отпуска тепла в городе практически отсутствует.

Приготовление горячей воды на нужды ГВС осуществляется на источниках теплоты, ЦТП и ТП. Тепловые сети выполнены как по двухтрубной, так и четырехтрубной схемам. От ЦТП и ТП сети четырехтрубные, по ним транспортируется вода для систем отопления и горячего водоснабжения кварталов и микрорайонов. Преобладает подземная прокладка сетей. Схема теплоснабжения имеет в своем составе один ЦТП и 14 ТП.

Расчетная схема тепловых сетей показана на рис.1.24.

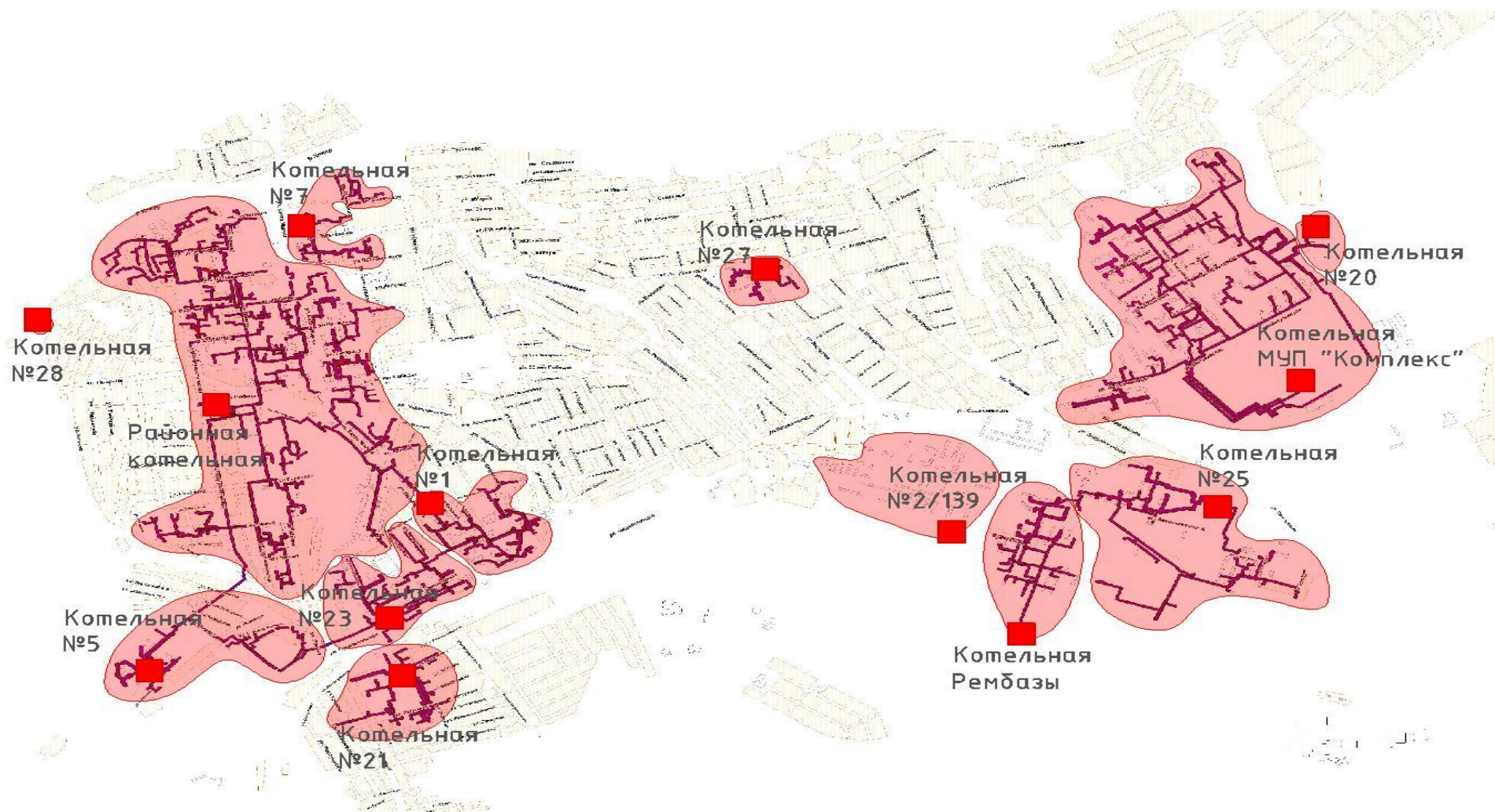


Рис. 1.24- Схема тепловых сетей г. Балашова.

Протяженность сетей отопления и горячего водоснабжения в двухтрубном исчислении составляет около 66,8км, средний диаметр 130 мм. Суммарная протяженность бесхозяйных тепловых сетей по приблизительным оценкам составляет около 15% от общего количества.

Для повышения надежности теплоснабжения в действующей схеме предусмотрены переемы для взаимного резервирования источников.

В табл. 1.12 представлены данные по диаметрам, протяженности, способу прокладки и годам ввода в эксплуатацию тепловых сетей для систем отопления и ГВС.

Таблица 1.12

Характеристики тепловых сетей

| № п.п. | Наименование сети/источника | Диаметр, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, км | Способ прокладки | Температурный график сети, °С | Год ввода в эксплуатацию |
|---------------------------------------|-----------------------------|-------------|--|----------------------|-------------------------------|--------------------------|
| Котельная МУП «Комплекс» | | | | | | |
| 1 | АТП | 57-426 | 6,390 | Надземный | 130/70 | 1989 |
| 2 | КПТ | 45-426 | 2,682 | Надземный | 130/70 | 1989 |
| 3 | Балтекс | 57-426 | 11,362 | Подземный | 130/70 | 1989 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | | | | | | |
| 1 | № 2 | 50-250 | 13,7 | надземный | 95-70 | 1969 |
| ООО «Теплосети» | | | | | | |
| 1 | Районная котельная | 50-530 | 27,164 | Надземный, подземный | 130/70 | 1972-2009г. |
| 2 | №1+№23 | 50-350 | 10,907 | Надземный, подземный | 95-70 | 1985-2000г. |
| 3 | №5 | 50-200 | 1,485 | Надземный, подземный | 95-70 | 1980-2005г. |
| 4 | №7 | 50-200 | 2,795 | Надземный, подземный | 95-70 | 1985-2001г. |
| 5 | №20 | 50-100 | 0,310 | надземный | 95-70 | 1994 г. |
| 6 | №21 | 25-400 | 1,54 | Надземный, подземный | 95-70 | 1997-2003 г. |
| 7 | №25 | 50-250 | 4 246 | Надземный, подземный | 95-70 | 1977- 2003 г. |
| 8 | №27 | 32-200 | 1,5315 | Надземный, подземный | 95-70 | 1995-1996г. |
| 11 | Рембаза | 50-300 | 2,632 | Надземный, подземный | 95-70 | 1969-2002г. |

Замена магистральных и внутриквартальных трубопроводов выполняется ежегодно в пределах средств, предусмотренных в тарифе на тепловую энергию. Так, в

2012 году было заменено 4,5 км сетей. Исходя из срока службы теплосетей (большинство около 25 лет), в настоящее время 80% внутриквартальных тепловых сетей г. Балашова нуждаются в замене. Фактический уровень потерь тепловой энергии в сетях составляет в среднем 15%. При этом по отдельным участкам сетей данный показатель достигает 25%.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях г. Балашова установлены чугунные и стальные клиновые задвижки, шаровые краны, дисковые поворотные затворы. Количество запорной арматуры определено, исходя из протяженности тепловых сетей, в соответствии с нормами, указанными в СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Значительная часть тепловых сетей находится в ветхом состоянии и требует замены – 47,4 км.

В существующей схеме теплоснабжения г. Балашова находятся в эксплуатации 14 ТП и один ЦТП. Потребители котельных делятся на две группы: часть потребителей непосредственно подключены к потребителям часть через ТП и ЦТП.

Сведения о тепловой мощности и местах расположения ТП и ЦТП представлены в табл.1.13.

Таблица 1.13

Тепловая мощность ТП

| № п.п. | Наименование | Адрес | Производительность, Гкал/ч |
|------------------------|--------------------|---------------------------|-------------------------------|
| МУП «Комплекс» | | | |
| 1 | Тепловой пункт 12 | Тимирязева 5 | 0,1 |
| 2 | Тепловой пункт 17 | Строителей 20а | 0,8 |
| 3 | Тепловой пункт 18 | Фестивальная 17а | 0,5 |
| ООО «Теплосети» | | | |
| 4 | Тепловой пункт №2 | Ул. К.Маркса,43 | 1,665+0,182 |
| 5 | Тепловой пункт №3 | Ул. Коммунистическая, 49 | 3,0+0,091 |
| 6 | Тепловой пункт №4 | Ул. Луначарского, 114 | 1,71 |
| 7 | Тепловой пункт №8 | Ул. Ленина, 128 | 3,97+2,2 |
| 8 | Тепловой пункт №9 | Ул. Володарского, 50 | 5,24 |
| 9 | Тепловой пункт №10 | Ул. 30 лет Победы, 170 | 2,42+0,16 |
| 10 | Тепловой пункт №11 | Ул. К. Маркса, 26 | 7,48+0,832 |
| 11 | Тепловой пункт №13 | Ул. К. Маркса, 48 | 1,56+0,855 |
| 12 | Тепловой пункт №15 | Проезд Пионерский, 7 | 0,58 |
| 13 | Тепловой пункт №16 | Ул. К. Маркса, 75 | 2,17 |
| 14 | Тепловой пункт №24 | Ул. Коммунистическая, 188 | 0,443 |
| 15 | ЦТП «Рембаза» | Ул. Титова, 13Б | 5,8 |

Характеристика основного и вспомогательного оборудования ЦТП и ТП представлена в табл.1-9.(см. приложение 1).

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

Изменение потребления тепловой энергии в течение года для г. Балашова в зависимости от температуры наружного воздуха и продолжительности во времени представлены на рис. 1.6.

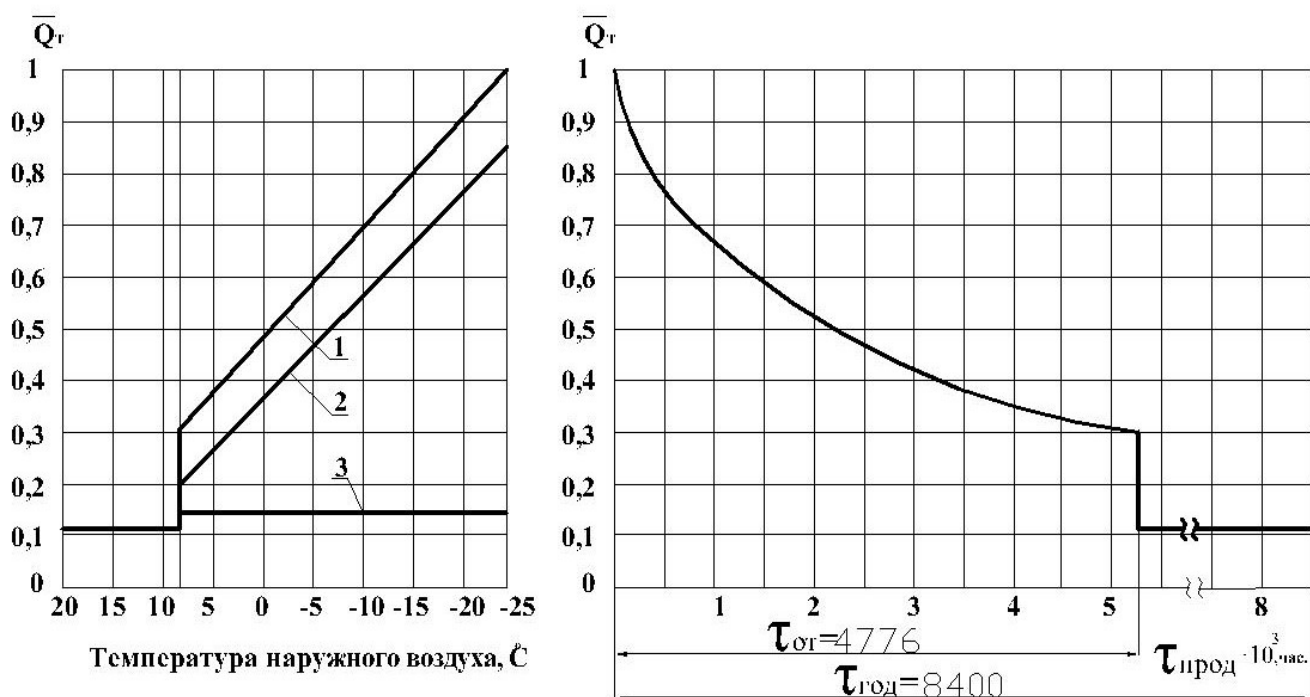


Рис. 1.25 - Графики коммунально-бытовой нагрузки в относительных единицах для г. Балашова в зависимости от температуры наружного воздуха и продолжительности: 1 – суммарная коммунально-бытовая нагрузка (Q_t); 2 – нагрузка отопления ($Q_{от}$); 3 – нагрузка ГВС ($Q_{ГВС}$)

Как видно из рисунка, относительная величина коммунально-бытовой нагрузки изменяется от 0,06 до 1,0 в зависимости от температуры наружного воздуха. При продолжительности работы системы 8400 ч/год длительность отопительного и неотопительного периодов составляют 4776 ч/год соответственно. Число часов использования максимальной тепловой нагрузки за годовой период может быть рассчитано по выражению

$$\tau = \sum_{i=1}^n \bar{Q}_i \cdot \tau_i, \quad (1.1)$$

где \overline{Q}_i – относительная тепловая нагрузка на i-режиме, определяемая по рис. 1.24; τ_i – продолжительность i-тепловой нагрузки/год; n – число рассматриваемых режимов.

Разбивая график по продолжительности (рис. 1.24) на элементарные площадки с продолжительностью τ_i , получим, что число часов использования максимума равно 2504 ч/год. Для отопительной тепловой нагрузки (без нагрузки ГВС) число часов использования максимума составляет 2325 ч/год.

Нагрузка ГВС в суточном периоде так же имеет неравномерный характер, что обусловлено режимом потребления горячей воды. На рис. 1.25 показан примерный график ГВС микрорайона в рабочие и выходные дни. Таким образом, источники теплоснабжения эксплуатируются с переменной тепловой нагрузкой, как в течение года, так и суточного периода при малой величине числа часов использования максимума нагрузки (2325-2504 ч/ год). Из рис. 1.25 видно, что максимум нагрузки в 2-2,4 раза выше среднесуточной. Фактический график нагрузки ГВС из-за отсутствия приборов учета построить не представляется возможным. Наибольшие проблемы при покрытии суточного графика ГВС наблюдаются в летний ночной период, когда при отсутствии баков-аккумуляторов источник эксплуатируется на техническом минимуме по отпуску теплоты.

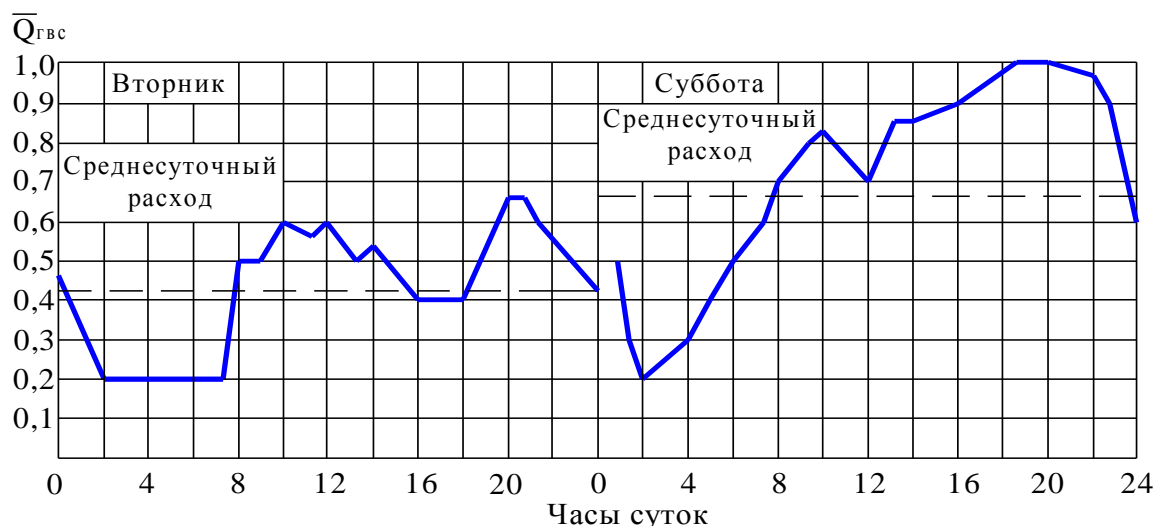


Рис. 1.26 - Суточный график горячего водоснабжения жилого района

На источниках теплоты для разнородных потребителей применяется центральное качественное регулирование по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха).

Расчетным температурным графиком является отопительно-бытовой (регулирование по отопительной нагрузке). Для каждого источника тепла разработан свой график регулирования в связи с различными параметрами теплоносителя, устанавливающий связь между параметрами теплоносителя (температура при качественном регулировании) и температурой наружного воздуха как основного фактора, определяющего переменный характер составляющих теплового баланса здания в течение отопительного сезона.

В ЦТП поддерживаются требуемый расход и температура теплоносителя, поступающего в распределительные сети. Температурные графики сетевой воды крупных источников теплоты показаны на рис. 1.26-1.27.

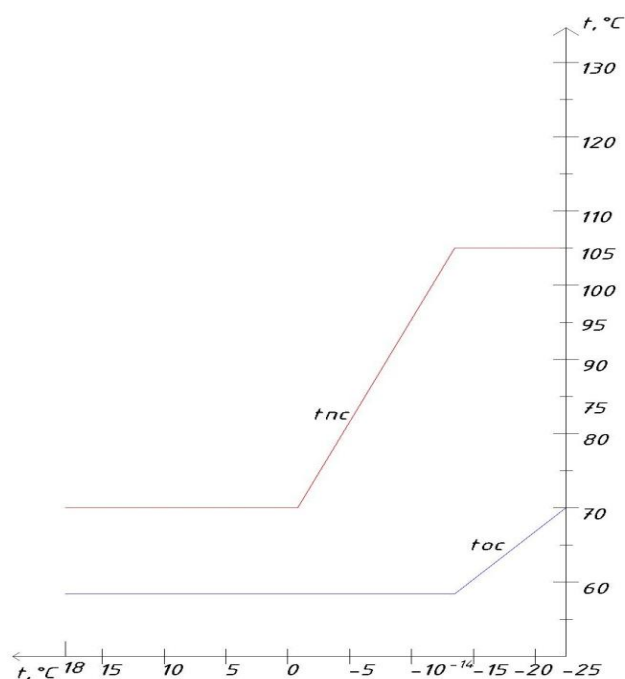


Рис. 1.27-Температурный график сетевой воды МУП «Комплекс»

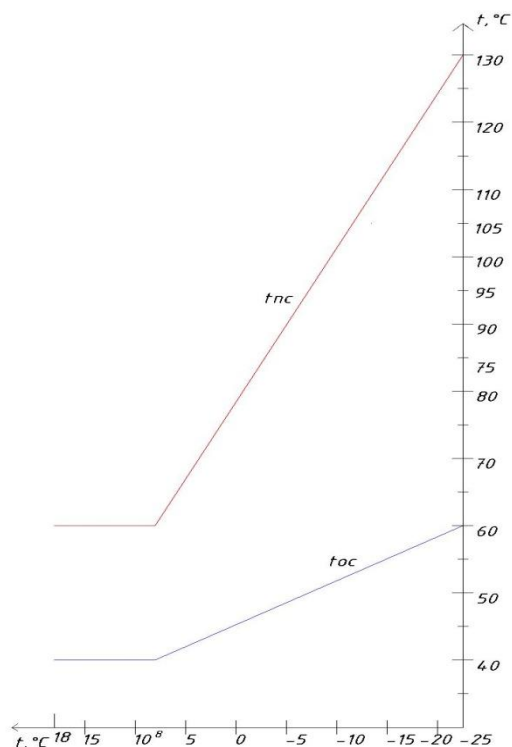


Рис. 1.28 - Температурный график сетевой воды Районной котельной

В котельной № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 тепловая сеть работает круглогодично по температурному графику 95-70 $^{\circ}\text{C}$ с изломом на 70 $^{\circ}\text{C}$ при температуре наружного воздуха -9 $^{\circ}\text{C}$

Фактические температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах могут отличаться от заданного графика.

Данные о повреждаемости сетей, находящихся на балансе ООО «Теплосети», в период с 2006 по 2012 гг. показаны на рис. 1.28. Наибольшее количество повреждений приходится на подающие трубопроводы подземной прокладки со сроком службы от 15-20 лет (как раз тот период, когда допускались грубые нарушения технологии ремонта). По типу коррозии повреждения распределяются примерно поровну между внутренней и наружной коррозией. Основными причинами возникновения наружной коррозии являются дефекты строительных конструкций тепловых камер и непроходных каналов, и неудовлетворительная герметизация плит перекрытий каналов, а также затопляемость каналов и камер в период паводков и обильных дождей. Главной причиной возникновения внутренней коррозии является неудовлетворительное качество металла трубопроводов тепловых сетей, что подтверждается свищами в трубопроводах при сроке службы эксплуатации в 20-25 лет, а также попаданием воздуха в трубопроводы при пуске их в эксплуатацию после

выполнения ремонтных работ в тепловых сетях в меж отопительный период. Степень износа тепловых сетей составляет более 60%.

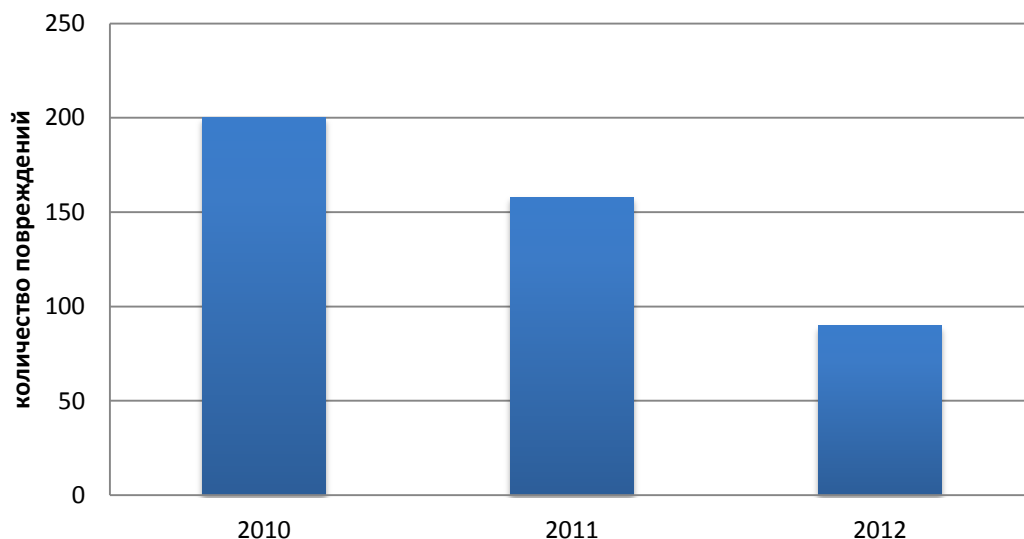


Рис. 1.29- Количество повреждений в тепловых сетях

В настоящее время состояние тепловых сетей определяется методом опрессовки в неотапливаемый период с целью исключения повреждений в отопительный период. Гидравлические испытания позволяют определить места разгерметизации трубопроводов. На основании результатов испытания трубопроводов на прочность определяется фактическое состояние и планируются работы по ремонту трубопроводов.

В соответствии с требованиями «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (Минэнерго России №115 от 21.03.03 г) и «Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» (РД 153-34.0-20.507-98) гидравлические испытания на прочность проводятся ежегодно.

В 2013г. ООО «Теплосети», МУП «Комплекс» выполнили работы по опрессовке трубопроводов тепловых сетей.

Предписаний надзорных органов о запрещении эксплуатации участков тепловой сети в настоящий момент нет.

Нормативные тепловые потери при передаче тепловой энергии и передаче теплоносителя определены на основании приказа № 325 от 30 декабря 2008г «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии». Величины тепловых потерь при транспорте теплоносителя в сетях представлены в табл. 1.14 на основании данных теплоснабжающих организаций.

Таблица 1.14

Потери теплоты при транспорте теплоносителя в сетях
за 2012г.

| Наименование источника, | Потери в теплосетях, Гкал | Выработка, Гкал | Отпуск с коллекторов, Гкал | Полезный отпуск теплоты, Гкал |
|----------------------------------|---------------------------|-----------------|----------------------------|-------------------------------|
| МУП «Комплекс» | 28324 | 386148,6 | 380356,3 | 352032,3 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | 5284 | 75049 | 73923 | 68639 |
| Районная котельная | 7386,1 | 100684,2 | 98207,0 | 90820,9 |
| Котельная №1 | 1104,3 | 15566,0 | 14983,8 | 13879,5 |
| Котельная №5 | 750,0 | 9223,5 | 9223,5 | 8473,5 |
| Котельная №7 | 460,1 | 6367,1 | 6176,2 | 5716,1 |
| Котельная №20 | 248,0 | 3490,0 | 3387,8 | 3139,8 |
| Котельная №21 | 6,3 | 77,1 | 77,1 | 70,8 |
| Котельная №23 | 2201,9 | 29174,8 | 28783,2 | 26581,3 |
| Котельная №25 | 1084,3 | 14976,4 | 14624,6 | 13540,3 |
| Котельная №27 | 527,9 | 6492,9 | 6492,9 | 5965 |
| Котельная №28 | 5,1 | 72,6 | 72,6 | 67,5 |
| Топочная пер. Энергетический, ба | 4,5 | 58,6 | 58,6 | 54,1 |
| Котельная Рембазы | 2155,8 | 50066,0 | 48654,1 | 46498,3 |

На рис.1.29 показаны балансы производства и потребления тепловой энергии по данным представленным теплоснабжающих организаций за 2012г.

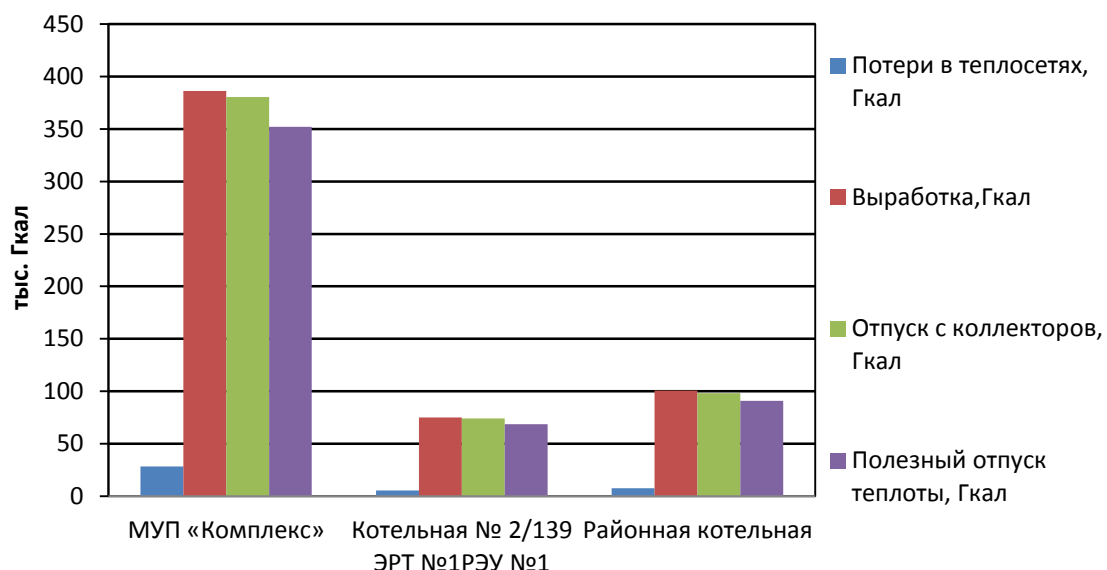


Рис.1.30- Величины выработки полезного отпуска и потерь тепловой энергии

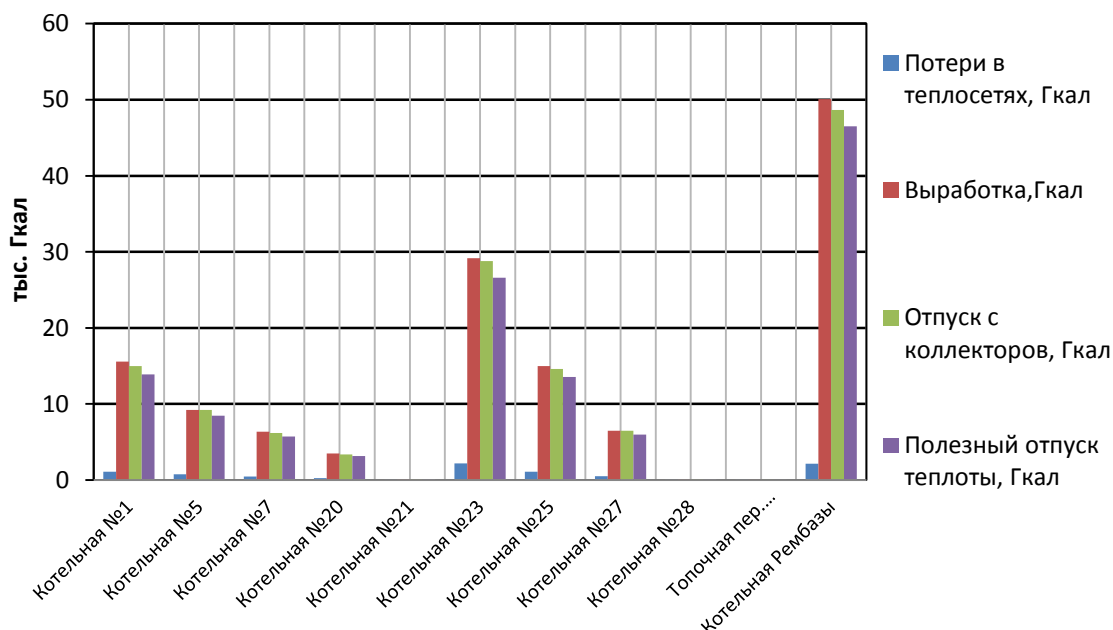


Рис.1.31-Величинывыработки полезного отпуска и потерь тепловой энергии.

На основании баланса производства и потребления тепловой энергии следует, что величина тепловых потерь тепловой энергии в целом по системе теплоснабжения составляет 7,5%. На собственные нужды приходится около 1,5% от выработки теплоты на источнике.

Типы присоединения теплопотребляющих установок.

Схемы присоединения местных систем отопления в основном зависима. Присоединение ЦТП к тепловым сетям выполнено по двум схемам: Первая схема - одноступенчатая, присоединение водоподогревателей горячего водоснабжения с автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление и зависимым присоединением систем отопления в ЦТП и ИТП (рис.1.31). Вторая - двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления. Присоединение ТП к тепловым сетям выполнено по одной схеме с зависимым подключением системы отопления через узел смешения и ГВС через водоподогреватель. Для качественного регулирования тепловой нагрузки в тепловых пунктах

предусмотрен насос смешения. Схема присоединения подогревателей ГВС в ЦТП, ТП и ИТП представлена на рис.1.32.

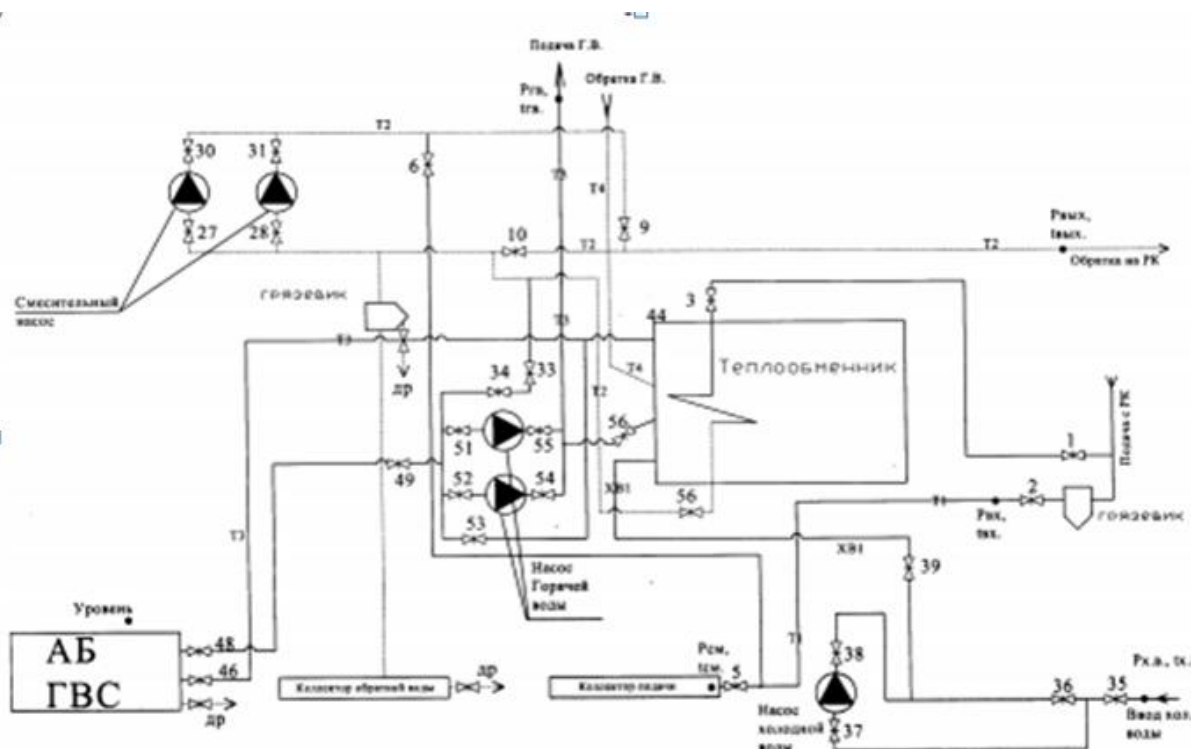


Рис. 1.32 - Схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения узла смешения системы отопления.

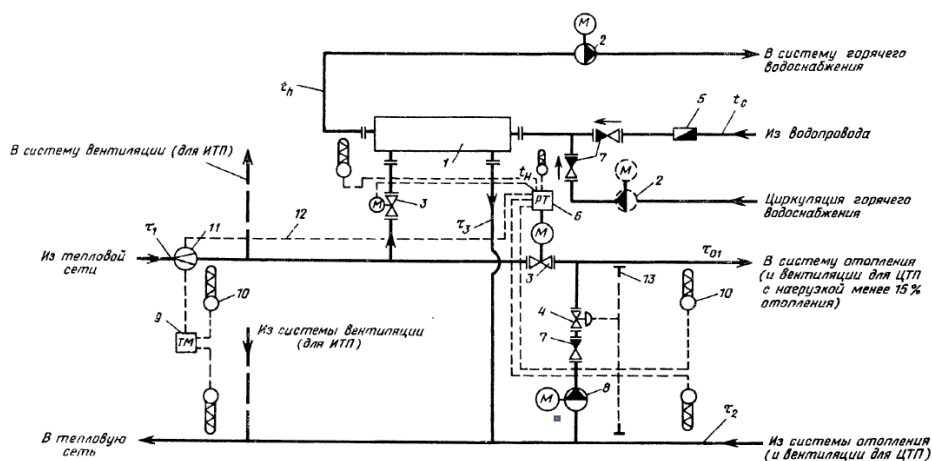


Рис 1.33 - Одноступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление и зависимым присоединением систем отопления в ЦТП и ИТП

1-водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром —циркуляционный насос); 3 — регулирующий клапан с электроприводом; 4 — регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 —водомер для холодной воды; 6 —регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 — обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9-теплосчетчик. 10 - датчик температуры, 11 - датчик расхода воды; 12 — сигнал ограничения максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 — датчик давления воды в трубопроводе

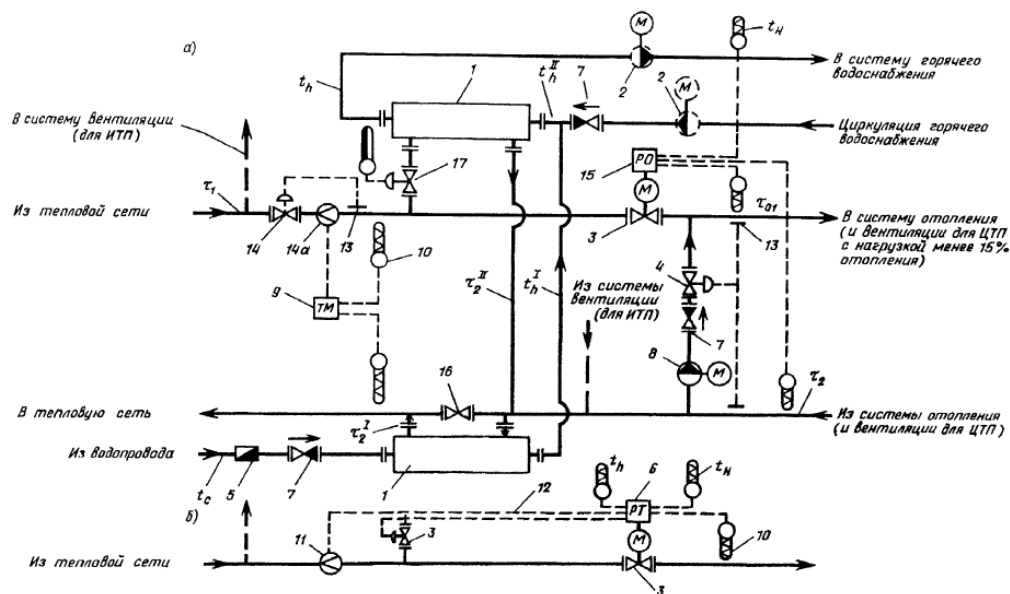


Рис.1.34 - Двухступенчатая схема присоединения вод подогревателе горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий жилых микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления ЦТП и ИТП

1 - 13 см. рис. 1.31,14—регуляторы ограничения максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14а—датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15—регулятор подачи теплоты на отопление; 16—задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение.

Реализация тепловой энергии большей части населения в многоквартирных и жилых домах осуществляется на основании установленных нормативов потребления коммунальных услуг. На уровне 2012 г. обеспеченность многоквартирных домов приборами учета тепловой энергии составила 74%. В 2014 году ожидается увеличение до 90% количества многоквартирных домов, оборудованных приборами учета тепловой энергии.

Неравномерное потребление горячей воды особенно в летний период требует синхронного регулирования отпуска теплоты на источнике или приготовление на месте потребления. Применение баков аккумуляторов дает возможность выровнять колебания нагрузки. Данные о местах установки аккумуляторов горячей воды представлены в табл.1.15.

Таблица 1.15

Характеристики аккумуляторов горячей воды

| Место установки | Наименование оборудования | Объем, м ³ | Количество, шт. | Дата монтажа |
|--------------------|---------------------------|-----------------------|-----------------|--------------|
| Котельная районная | Бак аккумулятор | 1000 | 3 | 1992 |
| Котельная №7 | Бак аккумулятор | 30 | 1 | 1997 |

| Место установки | Наименование оборудования | Объем, м ³ | Количество, шт. | Дата монтажа |
|-----------------|---------------------------|-----------------------|-----------------|--------------|
| ТП №8 | Бак аккумулятор | 30 | 1 | 2002 |
| ТП №11 | Бак аккумулятор | 60 | 1 | 1987 |
| Котельная №27 | Бак аккумулятор | 60 | 1 | - |

Уровень автоматизации ЦТП.

На ЦТП для поддержания давления сетевой воды в подающих трубопроводах установлены регулирующие клапаны, поддерживающие заданное давление в системах теплоснабжения (по принципу действия до себя и после себя). Также присутствуют регуляторы температуры, необходимые для поддержания заданной температуры ГВС.

Автоматическое включение резервного насосного оборудования при понижении давления в нагнетающей патрубке осуществляется с помощью электроконтактного манометра (ЭКМ).

Измерение давления на насосных ЦТП осуществляется манометрами с классом точности 2,2; 2,0. Измерение температуры сетевой воды осуществляется с помощью ртутных термометров.

Измерение параметров теплоносителя осуществляется только на тепловых источниках, ЦТП и ТП.

В ЦТП насосы ГВС оснащены частотно-регулируемыми приводами (ЧРП), обеспечивающими автоматическое поддержание заданного давления в водоразборном коллекторе путем изменения частоты вращения электродвигателя.

Сведения о наличии измерительных приборов и приборов учета представлены в табл.15 (см. приложение 1).

Сведения о защите тепловых сетей

Система теплоснабжения города характеризуется наличием протяженных сетей большого диаметра, поэтому в таких системах присутствует высокая вероятность нарушения надежного гидравлического режима.

Применение специальных устройств позволят повысить надежность работы системы теплоснабжения. К ним относятся:

- устройства для сброса давлений;
- применение ЧРП;
- мембранные предохранительные устройства;
- демпфирующие устройства;
- устройства плавного пуска.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

В г. Балашове в основном преобладают жилые микрорайоны, промышленные зоны отсутствуют.

Зоны действия источников выделены цветом и показаны на рис.1.34 – 1.45. Как видно из рисунков, наибольшей является зона теплоснабжения МУП «Комплекс».

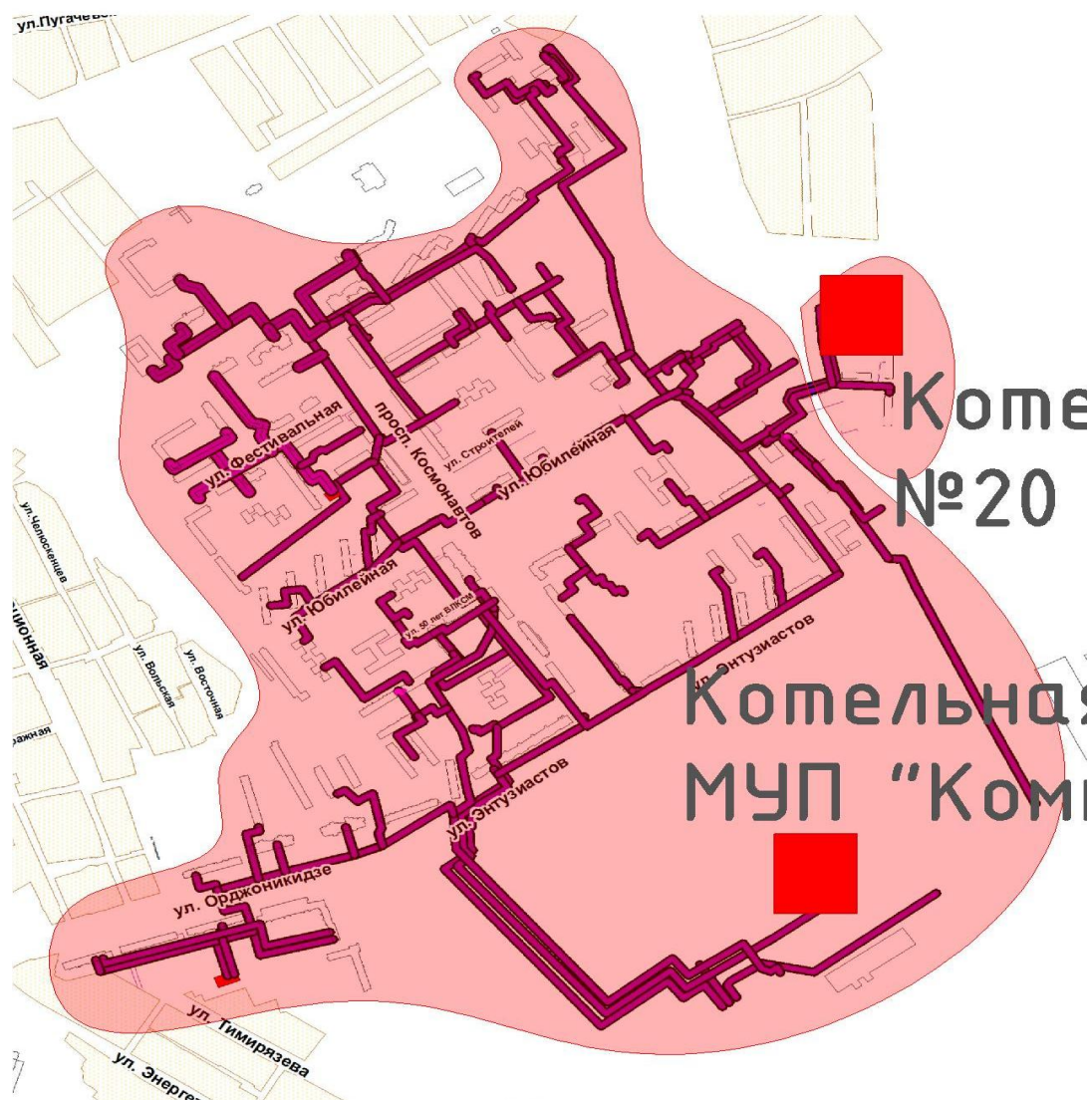


Рис.1.35 - Зона действия МУП «Комплекс»

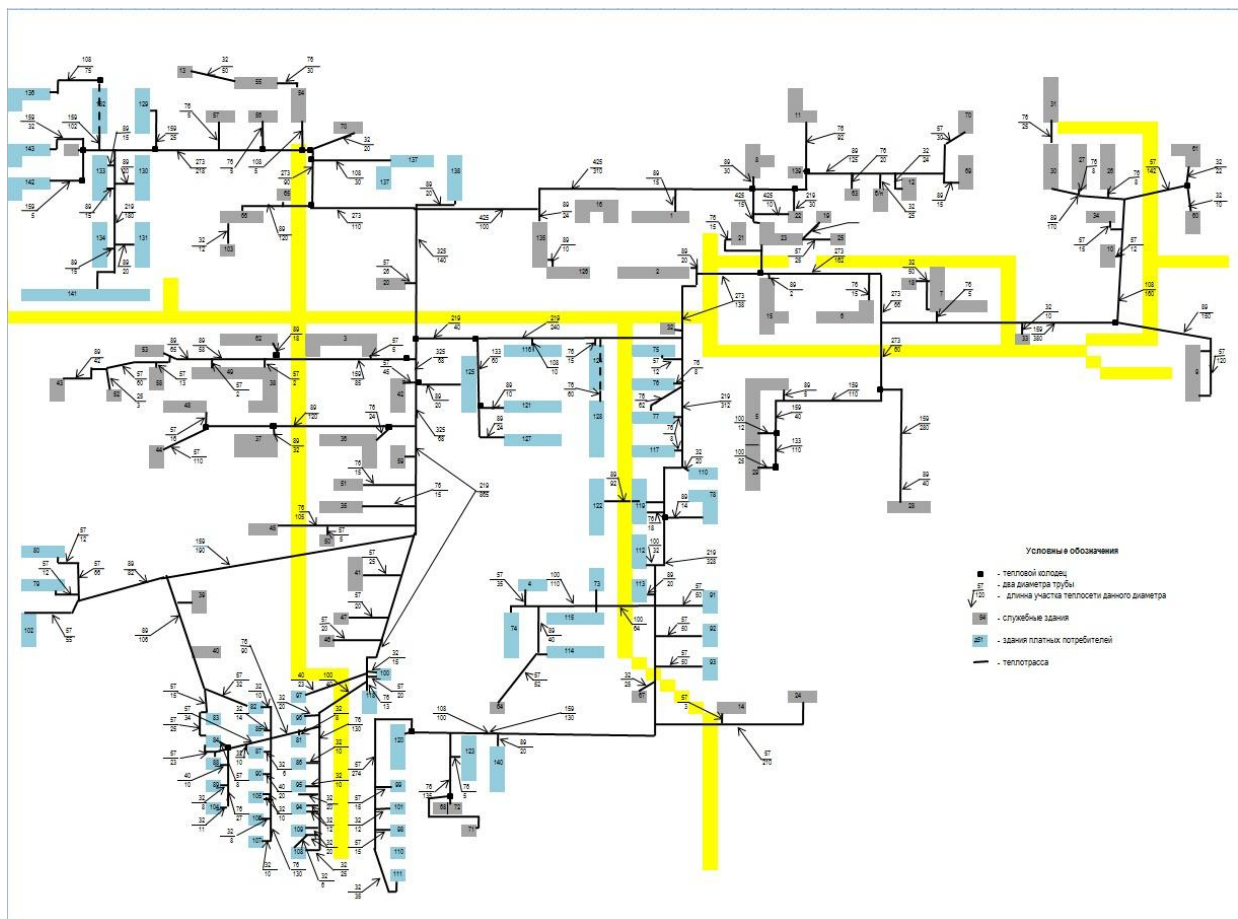


Рис.1.37 - Зона действия котельной № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1



Рис.1.38 - Зона действия котельной Рембазы

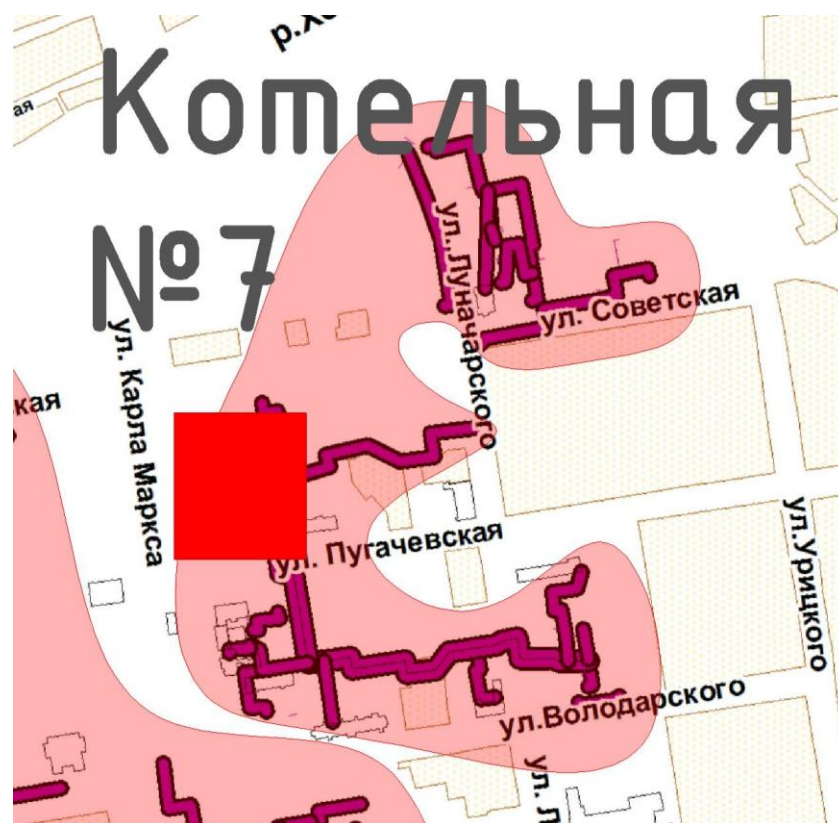


Рис.1.41 - Зона действия котельной №7

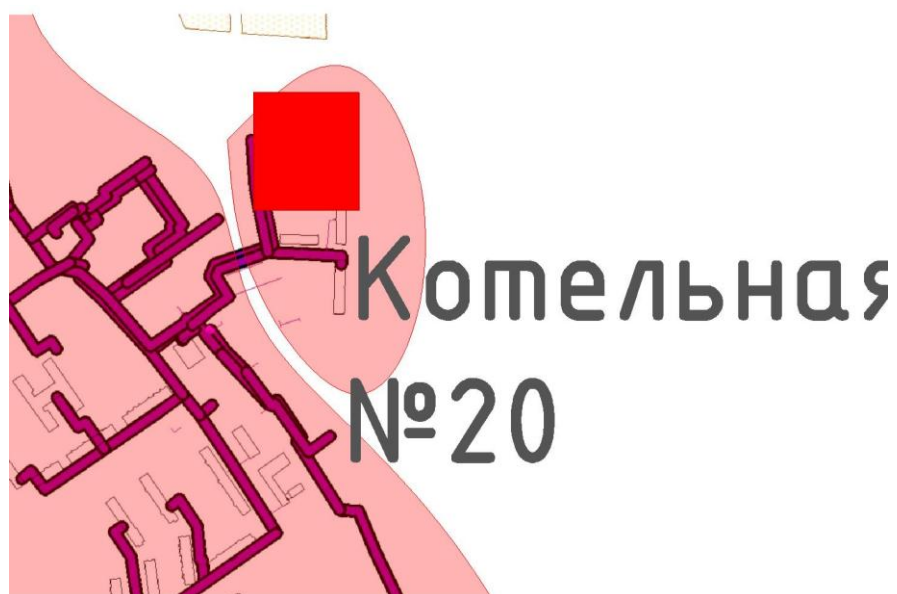


Рис.1.42 - Зона действия котельной №20

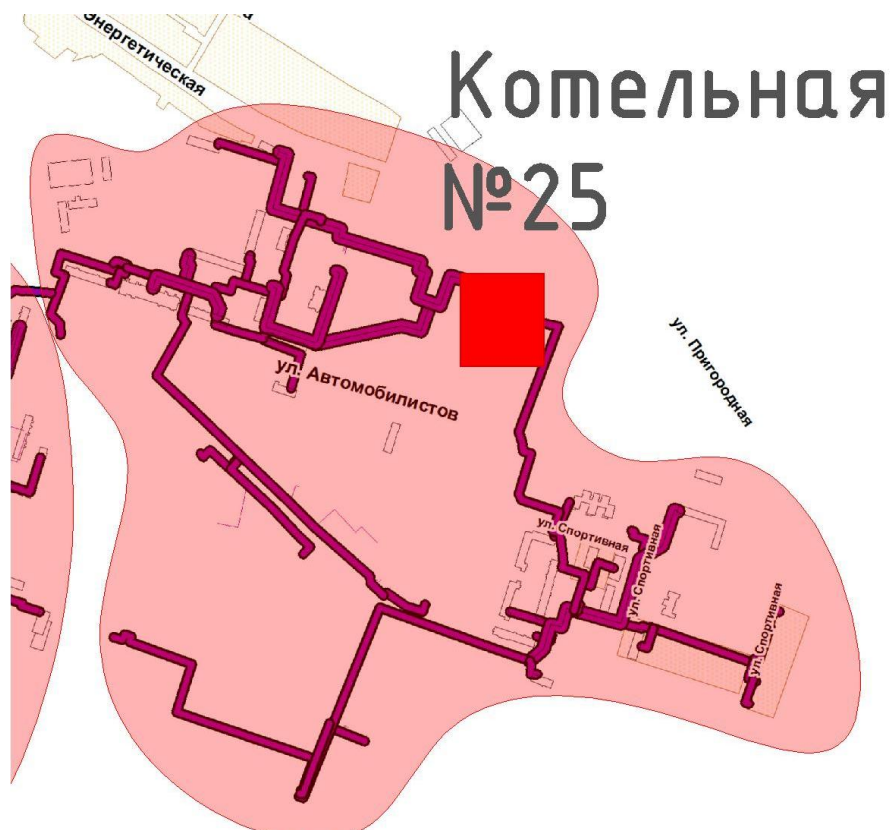


Рис.1.45 - Зона действия котельной №25

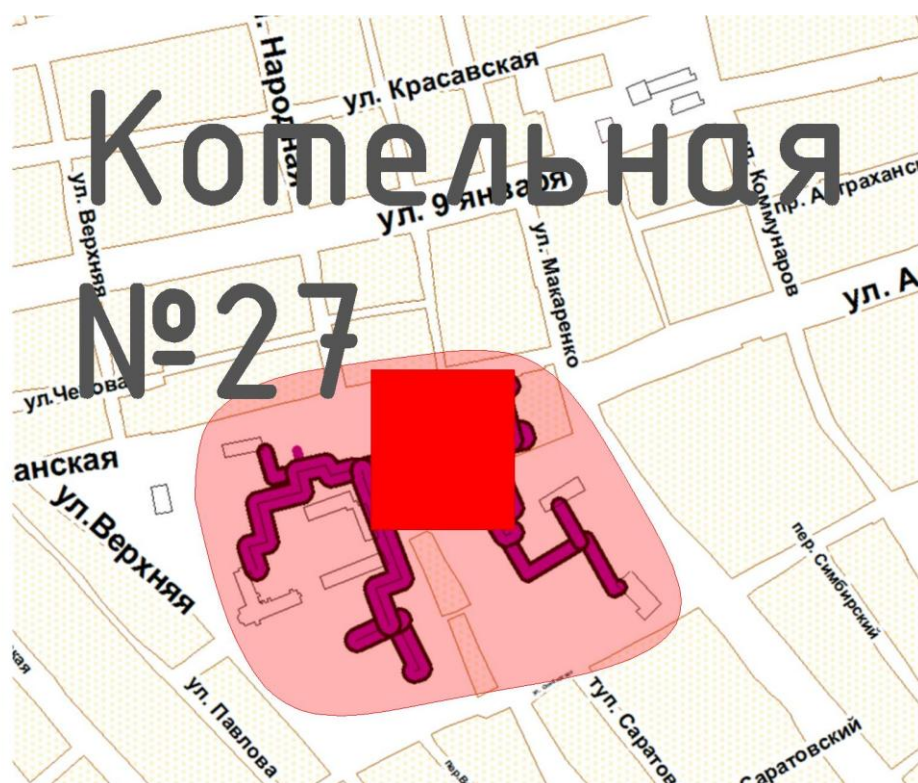


Рис.1.46 - Зона действия котельной №27

Нормативы потребления коммунальных услуг для населения Саратовской области утверждены приказом от №30 от 31.05.13[10] Управлением по регулированию тарифов и энергосбережению Саратовской области. Нормативы потребления населением коммунальных услуг по холодному водоснабжению, горячему водоснабжению и отоплению в жилых помещениях, определенные из конструктивных и технических параметров многоквартирных или жилых домов, представлены в табл. 1.16 - 1.17. Нормативы для горячего и холодного водоснабжения дифференцированы в зависимости от износа внутридомовых инженерных систем, вида системы теплоснабжения (открытая, закрытая). Нормативы водоотведения также зависят от износа внутридомовых инженерных систем, вида системы теплоснабжения (открытая, закрытая).

Таблица 1.16

Нормативы потребления населением коммунальной услуги отопления в жилых помещениях г.Балашова

| Виды услуг | Уровень норматива на 1 м ² отапливаемой площади | | | |
|--|--|--|--------------------------------------|--|
| | Город | | Район | |
| Теплоснабжение | | | | |
| - отопление в жилых домах с централизованными системами теплоснабжения, в том числе по предприятиям: | Равными долями в течение года (1/12) | Только в период отопительного сезона (1/6) | Равными долями в течение года (1/12) | Только в период отопительного сезона (1/6) |
| МУП «РКС» | | | 0,02 Гкал/м ² | 0,04 Гкал/м ² |
| МУП «ГТС» | 0,0192 Гкал/м ² | 0,0384 Гкал/м ² | | |
| ООО «Рембаза» | 0,0192 Гкал/м ² | 0,0384 Гкал/м ² | | |
| ООО «Балашов-Тепло» | 0,019 Гкал/м ² | 0,038 Гкал/м ² | | |
| 206 КЭЧ | 0,0192 Гкал/м ² | 0,0384 Гкал/м ² | | |
| ЗАО «Агропромснаб» | 0,0192 Гкал/м ² | 0,0384 Гкал/м ² | | |
| - горячее водоснабжение в жилых домах с централизованными системами горячего водоснабжения | 0,16 Гкал/чел | | 0,16 Гкал/чел | |
| - при наличие прибора учета (0,16 Гкал: 3,2 м ³) | 0,05 Гкал/м ³ | | 0,05 Гкал/м ³ | |

В соответствии с представленными данными производился расчет потребления тепловой энергии потребителями в случае отсутствия приборов учета тепловой энергии или их выхода из строя.

Расчет годового нормативного потребления тепловой энергии выполняется по «Методикой определения расхода топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий» [22, 8].

Таблица 1.17

Удельные тепловые характеристики для отопления q_o и вентиляции q_v для общественных зданий

| Наименование здания | Объем здания по наружному обмеру V_n , тыс. m^3 | Удельная тепловая характеристика общественных зданий при $t_o = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$ [$\text{ккал}/(\text{ч} \cdot \text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$] | |
|---|---|--|----------------------|
| | | для отопления q_o | для вентиляции q_v |
| Административные здания | До 5 | 0,500 (0,43) | 0,105 (0,09) |
| | 5,01 - 10 | 0,442 (0,38) | 0,093 (0,08) |
| | 10,01 - 15 | 0,407 (0,35) | 0,081 (0,07) |
| | Более 15 | 0,372 (0,32) | 0,186 (0,16) |
| Клубы | До 5 | 0,430 (0,37) | 0,291 (0,25) |
| | 5,01 - 10 | 0,384 (0,33) | 0,267 (0,23) |
| | Более 10 | 0,349 (0,30) | 0,233 (0,20) |
| Кинотеатры | До 5 | 0,419 (0,36) | 0,500 (0,43) |
| | 5,01 - 10 | 0,372 (0,32) | 0,454 (0,39) |
| | Более 10 | 0,349 (0,30) | 0,442 (0,38) |
| Театры | До 10 | 0,337 (0,29) | 0,447 (0,41) |
| | 10,01 - 15 | 0,314 (0,27) | 0,465 (0,40) |
| | 15,01 - 20 | 0,256 (0,22) | 0,442 (0,38) |
| | 20,01 - 30 | 0,233 (0,20) | 0,419 (0,36) |
| | Более 30 | 0,209 (0,18) | 0,395 (0,34) |
| Универмаги, универсамы, магазины | До 5 | 0,442 (0,38) | 0,093 (0,08) |
| | 5,01 - 10 | 0,384 (0,33) | 0,314 (0,27) |
| | Более 10 | 0,361 (0,31) | |
| Детские сады и ясли | До 5 | 0,442 (0,38) | 0,128 (0,11) |
| | Более 5 | 0,395 (0,34) | 0,116 (0,10) |
| Школы | До 5 | 0,454 (0,39) | 0,105 (0,09) |
| | 5,01 - 10 | 0,407 (0,35) | 0,093 (0,08) |
| | Более 10 | 0,384 (0,33) | 0,08 (0,07) |
| Лабораторные корпуса | До 5 | 0,430 (0,37) | 1,163 (1,0) |
| | 5,0 - 10 | 0,407 (0,35) | 1,105 (0,95) |
| | Более 10 | 0,384 (0,33) | 1,047 (0,90) |
| Высшие учебные заведения, техникумы, колледжи | До 10 | 0,407 (0,35) | - |
| | 10,01 - 15 | 0,384 (0,33) | 0,116 (0,10) |
| | 15,0 - 20 | 0,349 (0,30) | 0,093 (0,08) |
| | Более 20 | 0,279 (0,24) | 0,093 (0,08) |
| Поликлиники, амбулатории, диспансеры | До 5 | 0,465 (0,40) | - |
| | 5,01 - 10 | 0,419 (0,36) | 0,291 (0,25) |

| Наименование здания | Объем здания по наружному обмеру V_n , тыс. м^3 | Удельная тепловая характеристика общественных зданий при $t_0 = -30^\circ\text{C}$ $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ [$\text{ккал}/(\text{ч} \cdot \text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$] | |
|---|--|--|--|
| | | для отопления q_o | для вентиляции q_v |
| | 10,01 - 15 Более 15 | 0,372 (0,32) 0,349 (0,30) | 0,267 (0,23) 0,256 (0,22) |
| Больницы | До 5 5,01 - 10 10,01 - 15 Более 15 | 0,465 (0,40) 0,419 (0,36) 0,372 (0,32) 0,349 (0,30) | 0,337 (0,29) 0,326 (0,28) 0,302 (0,26) 0,291 (0,26) |
| Бани | До 5 5,01 - 10 Более | 0,326 (0,28) 0,291 (0,25) 0,267 (0,23) | 1,163 (1,0) 1,105 (0,95) 1,047 (0,90) |
| Прачечные | До 5 5,01 - 10 Более 10 | 0,442 (0,38) 0,384 (0,33) 0,361 (0,31) | 0,930 (0,80) 0,907 (0,78) 0,872 (0,75) |
| Гостиницы | До 5 5,01 - 10 10,01 - 15 Более 15 | 0,500 (0,43) 0,442 (0,38) 0,407 (0,45) 0,372 (0,32) | 0,377 (0,32) 0,335 (0,29) 0,293 (0,25) 0,754 (0,65) |
| Предприятия общественного питания, фабрики-кухни, рестораны, кафе | До 5 5,01 - 10 Более 10 | 0,407 (0,35) 0,384 (0,33) 0,349 (0,30) | 0,814 (0,70) 0,756 (0,65) 0,698 (0,60) |
| Пожарные депо | До 2 2,01 - 5 Более 5 | 0,558 (0,48) 0,535 (0,46) 0,523 (0,45) | 0,163 (0,14) 0,105 (0,09) 0,105 (0,09) |
| Гаражи | До 2 2,01 - 3 3,01 - 5 Более 5 | 0,814 (0,70) 0,698 (0,60) 0,640 (0,55) 0,582 (0,50) | - - 0,814 (0,70) 0,756 (0,65) |

1.5. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности-нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки котельных представлены в табл. 1.18.

Таблица 1.18

Балансы установленной и присоединенной мощностей котельных

| Наименование котельной, | Единица измерения, Гкал/ч | Установленная мощность | Располагаемая тепловая мощность | Тепловая мощность нетто | Подключенная нагрузка | Потери тепловой мощности в сетях | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности |
|---------------------------------|---------------------------|------------------------|---------------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------------------|---|
| Котельная МУП «Комплекс» | Гкал/ч | 252,5 | 252,5 | 57,00 | 51,567 | 4,03 | 195,50 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | Гкал/ч | 53,65 | 53,65 | 33,05 | 29,9 | 2,34 | 20,60 |
| Котельная Районная | Гкал/ч | 65,6 | 65,6 | 41,97 | 37,965 | 2,97 | 23,63 |
| Котельная №1 | Гкал/ч | 10,3 | 10,3 | 7,04 | 6,366 | 0,50 | 3,26 |
| Котельная №5 | Гкал/ч | 4,835 | 4,835 | 4,65 | 4,21 | 0,33 | 0,18 |
| Котельная №7 | Гкал/ч | 4,79 | 4,79 | 2,68 | 2,421 | 0,19 | 2,11 |
| Котельная №20 | Гкал/ч | 3,75 | 3,75 | 2,25 | 2,037 | 0,16 | 1,50 |
| Котельная №21 | Гкал/ч | 7,32 | 7,32 | 2,43 | 2,194 | 0,17 | 4,89 |
| Котельная №23 | Гкал/ч | 17,92 | 17,92 | 8,62 | 7,801 | 0,61 | 9,30 |
| Котельная №25 | Гкал/ч | 9 | 9 | 7,60 | 6,872 | 0,54 | 1,40 |
| Котельная №27 | Гкал/ч | 5,7 | 5,7 | 3,16 | 2,86 | 0,22 | 2,54 |
| Котельная №28 | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,00 | 0,00 |
| Котельная Рембазы | Гкал/ч | 26,04 | 26,04 | 11,42 | 10,328 | 0,81 | 14,62 |
| Котельная на ул. Энергетическая | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,00 | 0,00 |

Анализ данных, представленных в таблице, позволяет сделать вывод, что существующие источники в полном объеме обеспечивают потребителей тепловой энергией (в расчетном режиме при температуре наружного воздуха – 27⁰С). На котельных имеется резерв тепловой мощности, поэтому расширение технологических зон действия некоторых котельных вполне возможно. Необходимо предусмотреть взаимное резервирование котельных, так как в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» [26] располагаемая мощность источников теплоты должна

обеспечить 87 % расчетной тепловой нагрузки при выходе из строя одного из энергоагрегатов и обязательным покрытием 100% нагрузки потребителей первой категории.

Дефицита пропускной способности существующие сети не имеют.

1.6. Балансы теплоносителя

Подготовка воды для подпитки тепловых сетей состоит в удалении из неё веществ, образующих накипь на греющих поверхностях водогрейных котлов и подогревателей, а также осадков коллоидных и органических веществ, гидроокиси железа и т.д.. Водоподготовительные установки источников и ЦТП должны обеспечивать технически неизбежные потери теплоносителя в водяных тепловых сетях.

Исходной водой при подготовке химочищенной воды (ХВО) для подпитки тепловой сети и энергетических котлов является вода из городского водопровода. Схема очистки питательной и подпиточной воды на источниках включает следующие стадии. Из городского водопровода вода насосами сырой воды подаётся на механические фильтры (осветлители) для снижения содержания соединений железа, далее в схеме установлены Na-катионитовые фильтры первой ступени очистки для снижения жёсткости исходной воды. После первой ступени очистки вода попадает в деаэратор подпитки тепловых сетей и на вторую ступень очистки для паровых котлов.

Технические характеристики водоподготовительных установок приведены в табл. 1.19. Величина нормативной подпитки тепловой сети определена в соответствии СНиП 41-02-2003 [26] «Тепловые сети» на основании данных объемов наружных и внутренних тепловых сетей. Результаты расчетов нормативной подпитки от котельных представлены в табл. 1.20 и рис. 1.46.

Таблица 1.19

Технические характеристики водоподготовительных установок

| Наименование источника | Оборудование ХВО | Количество, шт | Производительность, м ³ / час. |
|------------------------|-----------------------------|----------------|---|
| Районная Котельная | 3 ступени Na-катионирования | 3 | 48,3 |
| Котельная №1 | От кот. №23 | От кот. №23 | От кот. №23 |
| Котельная №5 | 1 ступень Na-катионирования | 3 | 2,32 |

| Наименование источника | Оборудование ХВО | Количество, шт | Производительность, м ³ / час. |
|-----------------------------------|--------------------------------|----------------|---|
| Котельная №7 | 1 ступень Na-катионирования | 3 | 2,32 |
| Котельная №21 | От кот. №23 | От кот. №23 | От кот №23 |
| Котельная №23 | 1 ступень Na-катионирования | 5 | 12,2 |
| Котельная №25 | 1 ступень Na-катионирования | 3 | 13,1 |
| Котельная №27 | 1 ступень Na-катионирования | 4 | 3,9 |
| Котельная №28 | Нет | - | Нет |
| Котельная, ул. Энергетическа | 1 ступень Na-катионирования | - | Нет |
| Котельная «Рембаза» | 1 ступень Na-катионирования | - | 12,0 |
| Котельная МУП «Комплекс» | 2ступени Na-катионирования | - | |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | 2ступени Na-катионирования | 6 | 540 |

Оборудование водоподготовительной установки котельной №23 обеспечивает подпитку тепловой сети котельных №1 и №21.

Производительность ВПУ должна обеспечивать расход подпиточной воды на восполнение утечек из тепловой сети.

Баланс производительности ВПУ и фактического водопотребления представлен в табл.1.20.

Таблица 1.20

Баланс производительности ВПУ и нормативного потребления воды

| Наименование источника | Производительность, м ³ /ч | Нормативное водопотребление, м ³ /ч | Дефицит, (-)/резерв, (+), м ³ /ч | Емкость бака очищенной воды, М ³ |
|--------------------------------|---------------------------------------|--|---|---|
| Районная Котельная | 48,3 | 6,8 | 41,5 | |
| Котельная №5 | 2,32 | 0,4 | 1,92 | |
| Котельная №7 | 2,32 | 0,4 | 1,92 | |
| Котельная №23 | 12,2 | 1,0 | 11,2 | |
| Котельная №25 | 13,1 | 4,1 | 9 | |
| Котельная №27 | 3,9 | 0,3 | 3,6 | |
| Котельная «Рембаза» | 12,0 | 1,2 | 10,8 | |
| Котельная МУП «Комплекс» | - | 8,1 | - | - |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | - | 2,7 | - | - |

По данным ООО «Теплосети» за 2012 год фактическое потребление воды от котельных и ЦТП составило 78,217 тыс. м³. Таким образом, следует отметить, что

производительность ВПУ источников способна обеспечить 100% потребности системы теплоснабжения в химически очищенной воде.

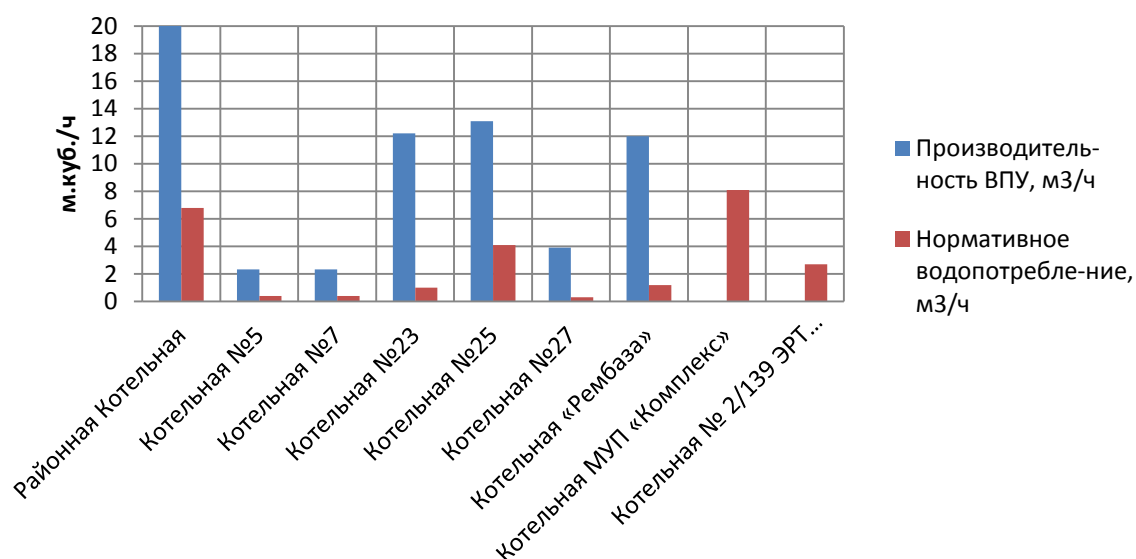
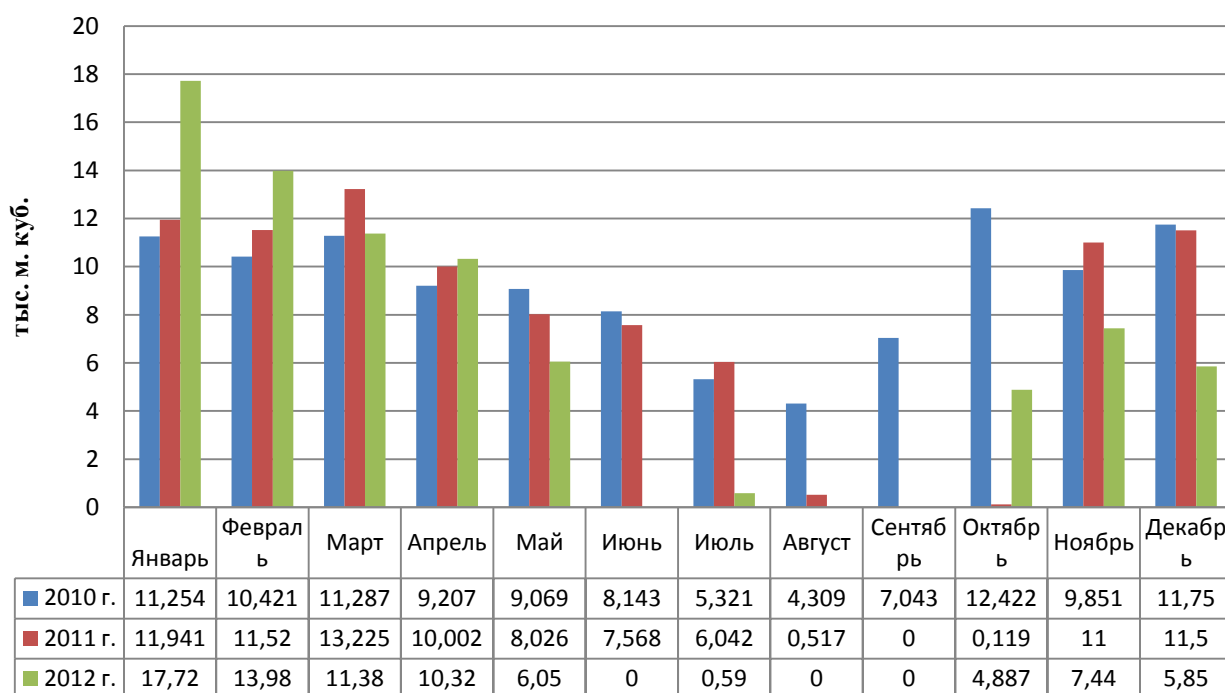


Рис.1.47- Производительность ВПУ и нормативное водопотребление

На данный момент дефицита производительности ВПУ нет. В случае аварии на теплотрассе от котельных предусмотрено подпитка тепловой сети городской водой. Как видно из таблицы, на всех источниках имеется емкость для очищенной воды, а фактическое потребление воды ниже, чем производительность ВПУ.

Фактический размер подпитки тепловой сети от ООО«Теплосети» по месяцам за 2010-2012г. показан на рис.1.47.



1.7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Котельные г. Балашова являются крупнейшими потребителями природного газа города. Основным топливом для котельных является природный газ. В качестве резервного топлива на некоторых котельных предусмотрен мазут, на остальных котельных резервное топливо отсутствует.

Объем газа поставляемого на источники за последние три года представлен в табл.1.21.

Таблица 1.21

Топливный баланс источников за 2010-2012гг.

| Наименование источника | Основное топливо | Единицы измерения | Поставка топлива | Использовано топлива |
|---------------------------------|------------------|--------------------------|------------------|----------------------|
| 2010 | | | | |
| Котельная МУП «Комплекс» | Природный газ | тыс. м ³ /год | 19363 | 19363 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 10066 | 10066 |
| Котельная Районная | Природный газ | тыс.м ³ /год | 11999,14 | 11999,14 |
| Котельная №1 | Природный газ | тыс. м ³ /год | 1785,956 | 1785,956 |
| Котельная №5 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 1323,905 | 1323,905 |
| Котельная №7 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 989,909 | 989,909 |
| Котельная №20 | Природный газ | тыс. м ³ /год | 619,195 | 619,195 |
| Котельная №21 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 167,392 | 167,392 |
| Котельная №23 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 3947,881 | 3947,881 |
| Котельная №25 | Природный газ | тыс. м ³ /год | 2145,494 | 2145,494 |
| Котельная №27 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 830,945 | 830,945 |
| Котельная №28 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 11,568 | 11,568 |
| Котельная Рембазы | Природный газ | тыс. м ³ /год | 1568,071 | 1568,071 |
| Котельная на ул. Энергетическая | Природный газ | тыс.м ³ /год | 17,149 | 17,149 |
| Итого | | | 54835,61 | 54835,61 |
| 2011 | | | | |
| Котельная МУП «Комплекс» | Природный газ | тыс.м ³ /год | 24623 | 24623 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 9321 | 9321 |
| Котельная Районная | Природный газ | тыс.м ³ /год | 13971,7 | 13971,7 |
| Котельная №1 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 2056,32 | 2056,32 |
| Котельная №5 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 1207,25 | 1207,25 |
| Котельная №7 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 971,458 | 971,458 |
| Котельная №20 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 607,153 | 607,153 |

| Наименование источника | Основное топливо | Единицы измерения | Поставка топлива | Использовано топлива |
|---------------------------------|------------------|-------------------------|------------------|----------------------|
| Котельная №21 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 10,897 | 10,897 |
| Котельная №23 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 3884,81 | 3884,81 |
| Котельная №25 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 2132,96 | 2132,96 |
| Котельная №27 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 802,9 | 802,9 |
| Котельная №28 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 16,304 | 16,304 |
| Котельная Рембазы | Природный газ | тыс.м ³ /год | 4794,74 | 4794,74 |
| Котельная на ул. Энергетическая | Природный газ | тыс.м ³ /год | 12,742 | 12,742 |
| Итого | | | 64413,2 | 64413,2 |
| 2012 | | | | |
| Котельная МУП «Комплекс» | Природный газ | тыс.м ³ /год | 22264000 | 22264 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 7870000,487 | 7870,487 |
| Котельная Районная | Природный газ | тыс.м ³ /год | 13340485 | 13340485 |
| Котельная №1 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 2099490 | 2099490 |
| Котельная №5 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 1134891 | 1134891 |
| Котельная №7 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 900841 | 900841 |
| Котельная №20 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 561917 | 561917 |
| Котельная №21 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 79400 | 79400 |
| Котельная №23 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 3634056 | 3634056 |
| Котельная №25 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 2027690 | 2027690 |
| Котельная №27 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 774002 | 774002 |
| Котельная №28 | Природный газ | тыс.м ³ /год | 15885 | 15885 |
| Котельная Рембазы | Природный газ | тыс.м ³ /год | 4447164 | 4447164 |
| Котельная на ул. Энергетическая | Природный газ | тыс.м ³ /год | 12134 | 12134 |
| Итого | | | 59161,96 | 59161,96 |

Данные по топливным балансам резервного топлива на период 2010-2012г. отсутствуют.

Баланс поставки и потребления основного топлива котельными за 2012г. представлен на рис. 1.48 и рис.1.49.

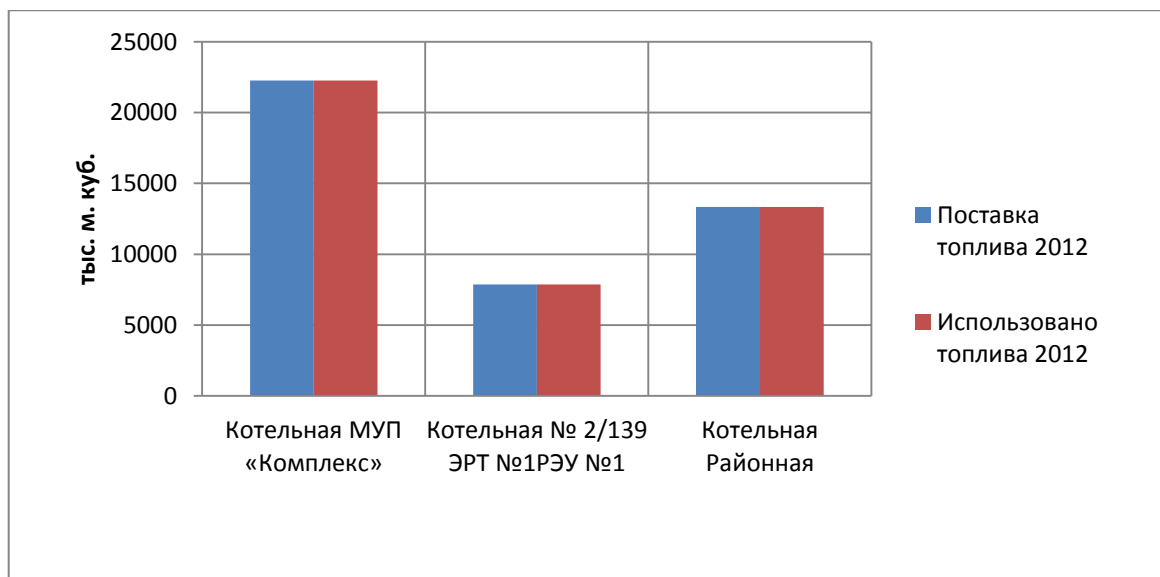


Рис. 1.48- Баланс поставки и потребления природного газа котельными

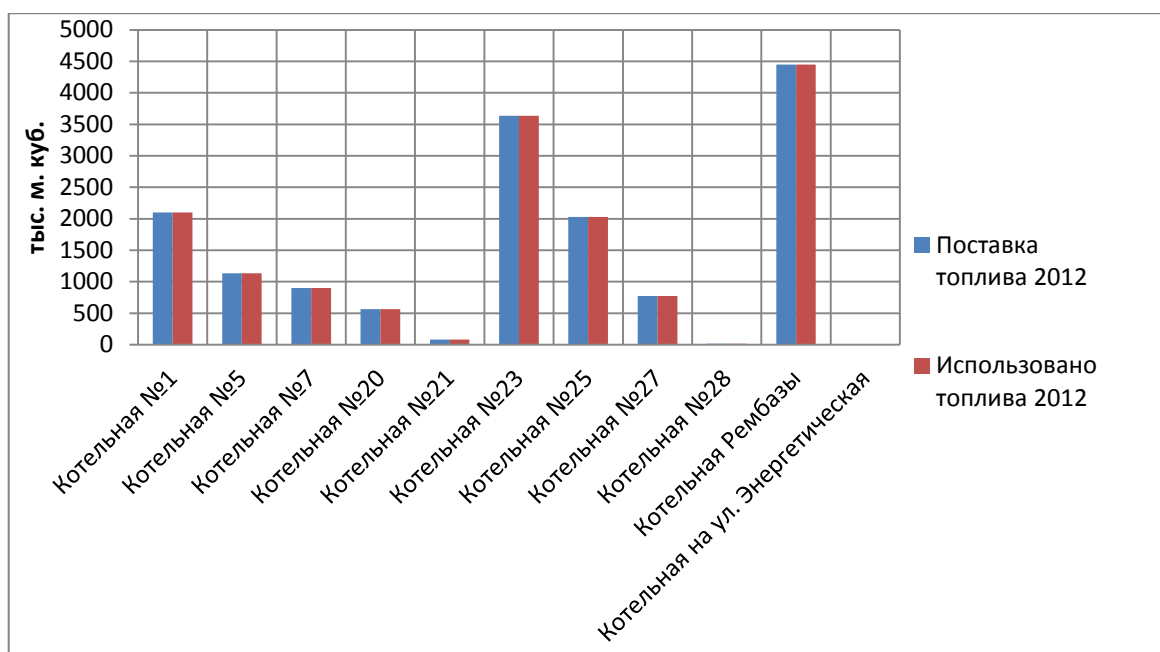


Рис. 1.49- Баланс поставки и потребления природного газа котельными

Суммарное потребление природного газа основными источниками теплоснабжения за 2010-2012г. показано на рис. 1.50.

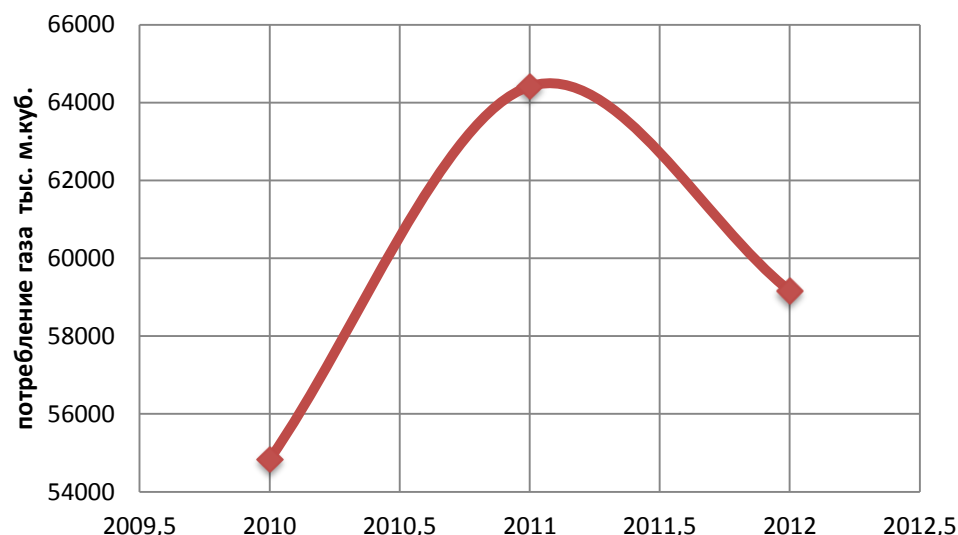


Рис.1.50-Изменение суммарного потребления газа котельными в 2010-2012г
Суммарное потребление природного газа в 2012 г на 8% ниже, чем в 2011г.

1.8. Надежность теплоснабжения

Повышение надежности системы коммунального теплоснабжения является одной из важнейших задач службы эксплуатации. Развитие крупных систем теплоснабжения, старение тепловых сетей, проложенных в годы массового строительства, увеличение повреждаемости теплопроводов до 2-3 и более повреждений в год на 1 км приводит к снижению надежности теплоснабжения, значительным эксплуатационным затратам и отрицательным социальным последствиям. Повреждения на трубопроводах большого диаметра приводят к длительным перерывам в подаче теплоты целым жилым районам и к выходу из строя систем отопления в десятках зданий [23].

Надежность функционирования системы теплоснабжения должна обеспечиваться целым рядом мероприятий, осуществляемых на стадиях проектирования и в период эксплуатации.

Под надежностью понимается свойство системы теплоснабжения выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Применительно к системе коммунального теплоснабжения в числе заданных функций рассматривается бесперебойное снабжение потребителей теплом и горячей водой требуемого качества и недопущение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Надежность является комплексным свойством, оно в

зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации может включать ряд свойств (в отдельности или в определенном сочетании), основными из которых являются безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчиво способность, режимная управляемость, живучесть и безопасность.

Ниже приведены определения терминов свойств, характеризующих надежность.

Безотказность - свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки.

Долговечность - свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

Ремонтпригодность - свойство объекта, заключающееся в приспособлении к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонтов.

Сохраняемость - свойство объекта непрерывно сохранять исправное или только работоспособное состояние в течение и после хранения.

Устойчивоспособность - свойство объекта непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого времени.

Режимная управляемость - свойство объекта поддерживать нормальный режим посредством управления.

Живучесть - свойство объекта противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей.

Безопасность - свойство объекта не допускать ситуации, опасные для людей и окружающей среды.

Степень снижения надежности выражается в частоте возникновения отказов и величине снижения уровня работоспособности или уровня функционирования системы теплоснабжения. Полностью работоспособное состояние – это такое 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,

закключающееся 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.

Наиболее слабым звеном системы теплоснабжения являются тепловые сети. Основная причина этого - наружная коррозия подземных теплопроводов, в первую очередь подающих линий водяных тепловых сетей, на которые приходится 65-70% всех повреждений. Нормативные документы по надежности систем теплоснабжения приведены в СНиП 41-02-2003 [26].

В настоящее время имеются методики оценки надежности элементов системы теплоснабжения как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации. Имеются нормативные документы по надежности систем теплоснабжения, приведенные в СНиП 41-02-2003. Указанные методики базируются на статистике отказов и восстановлений элементов системы теплоснабжения. Для оценки надежности системы теплоснабжения используются такие показатели, как интенсивность отказов и относительный аварийный недоотпуск теплоты.

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.

Рассмотрим оценку надежности системы теплоснабжения для наиболее крупных котельных города Балашов, котельной «Комплекс» и «Районной». В качестве показателя надежности системы теплоснабжения используем вероятность безотказной работы, который включает показатели надежности источника, сетей и потребителя. Эти показатели, нормируются на следующем уровне : источник теплоты – 0,97, тепловые сети – 0,9, потребитель – 0,99. При перемножении указанных величин показатель надежности системы теплоснабжения получается равным 0,86. Принимая во внимание превышение установленной мощности источника по отношению к присоединенной нагрузке в 1,56 раза и высокую надежность теплообеспечения потребителя, можно сделать вывод, что решающее влияние на надежность системы теплоснабжения будут оказывать тепловые сети. Поэтому ниже будет рассчитана вероятность безотказной работы сетей.

Вероятность безотказной работы тепловой сети, включающей последовательно соединенные участки, определяется по выражению

$$P_c = \prod_{i=1}^m P_i = e^{-\sum_{i=1}^m \omega_i}, \quad (1.2)$$

где P_c, P_i - вероятности безотказной работы всей сети и i - участка; ω_i - параметр потока отказов i - участка сети, 1/км год,

$$\omega_i = \lambda_i \cdot l_i \cdot \sum_{j=1}^n \bar{Z}_{j,i}, \quad (1.3)$$

где λ_i - интенсивность отказа участка сети, зависящая от времени его эксплуатации и способа прокладки 1/км год; $\sum_{j=1}^n \bar{Z}_{j,i}$ - относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры внутреннего воздуха до критических значений (+12 °C) меньше времени ремонта поврежденного участка сети.

Величина $\bar{Z}_{j,i}$ определяется по формуле:

$$\bar{Z}_{j,i} = \left(1 - \frac{Z_{j,i}}{Z_{p,i}}\right) \cdot \frac{\tau_j}{\tau_{on}}, \quad (1.4)$$

где $Z_{j,i}$ - продолжительность снижения температуры внутри помещения при j – температуре наружного воздуха для i – участка сети, ч; $Z_{p,i}$ - продолжительность ремонта i – участка, ч; τ_j, τ_{on} - продолжительность стояния j - наружных температур в течение отопительного периода (τ_{on}), ч/год.

Продолжительность снижения температуры внутри помещения при отключении отопления рассчитывается по формуле

$$Z_{j,i} = \beta \cdot \ln \frac{(t_{вн} - t_{нв,j})}{(t_{кр} - t_{нв,j})}, \quad (1.5)$$

где β - коэффициент аккумуляции здания, ч; $t_{вн}, t_{кр}$ температуры внутреннего воздуха в здании (расчетная и критическая), °C; $t_{нв,j}$ – текущее значение температуры наружного воздуха, °C.

Интервалы температур наружного воздуха в отопительный период для г. Балашов, продолжительность их в отопительном периоде и время остывания здания при отключении отопления приведены в табл.1.21. При этом принято среднее значение коэффициента аккумуляции здания $\beta=40$ ч, $\tau_{on}=4968$ ч, $t_{вн}=+18^{\circ}\text{C}$, $t_{кр}=+12^{\circ}\text{C}$.

Таблица 1.21

Температуры наружного воздуха в отопительный период для г. Балашов и продолжительность остывания здания

| Интервалы температур, $^{\circ}\text{C}$ | Средняя температура, $^{\circ}\text{C}$ | Продолжительность стояния температур, ч | τ_j / τ_{on} | Продолжительность снижения температуры воздуха в здании до $+12^{\circ}\text{C}$, ч |
|--|---|---|----------------------|--|
| -40 - -35 | -37,5 | 0 | 0,000405 | 4,58 |
| -35 - -30 | -32,5 | 3 | 0,002 | 5,06 |
| -30 - -25 | -27,5 | 46 | 0,0087 | 5,65 |
| -25 - -20 | -22,5 | 153 | 0,035 | 6,41 |
| -20 - -15 | -17,5 | 353 | 0,063 | 7,41 |
| -15 - -10 | -12,5 | 487 | 0,148 | 8,76 |
| -10 - -5 | -7,5 | 650 | 0,192 | 10,73 |
| -5 - 0 | -2,5 | 938 | 0,223 | 13,85 |
| 0 - +5 | +2,5 | 862 | 0,1668 | 19,58 |
| +5 - +8 | +6,5 | 1284 | 0,161 | 29,5 |

Продолжительность ремонта участка сети в зависимости от диаметра трубопровода приведена в табл. 1.22.

Таблица 1.22

Продолжительность времени устранения аварии (Z_p) в зависимости от диаметра трубопровода, ч

| Условный диаметр трубы, мм | 100 | 125 | 150 | 175 | 200 | 250 | 300 | 350 | 400 | 500 | 600 | 700 | 1000 |
|----------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-----|-------|-------|-----|-------|-----|------|
| Z_p , ч | 110 | 110,8 | 111,3 | 111,9 | 112,5 | 113,8 | 115 | 116,3 | 117,5 | 220 | 222,5 | 225 | 335 |

Интенсивность отказов участка сети может быть определена как

$$\lambda_i = \lambda \cdot (0,1 \cdot T)^{\alpha-1}, \quad (1.5)$$

где λ - средневзвешенная интенсивность отказов в системе теплоснабжения, 1/км год., T - срок эксплуатации участка сети, лет; α - коэффициент, зависящий от продолжительности эксплуатации участка.

Коэффициент α рассчитывается следующим образом []:

при $0 \leq T \leq 3$ - $\alpha = 0,8$,

при $3 \leq T \leq 17$ - $\alpha = 1$,

при $T \geq 17$ - $\alpha = 0,5 \cdot e^{(T/20)}$.

Для определения интенсивности отказов в системе теплоснабжения требуется статистический анализ отказов в сетях за последние 5-10 лет. Наблюдение за отказами сетей на предприятиях МУП «Комплекс» и ООО «Теплосети» не ведется, поэтому значение λ принято на основе исследований [] и экспертной оценки на уровне 0,1 1/км год.

Расчет $\bar{Z}_{j,i}$ для различных диаметров сети представлен в табл. 1.23.

Таблица 1.23

Относительная и накопленная частота событий ($\bar{Z}_{j,i}$), при которых время снижения температуры внутреннего воздуха до критических значений (+12 °С) меньше времени ремонта поврежденного участка сети

| Условный диаметр, мм | Величина $\bar{Z}_{j,i}$ | Условный диаметр, мм | Величина $\bar{Z}_{j,i}$ |
|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| 600 | 0,3789 | 250 | 0,1514 |
| 500 | 0,3164 | 200 | 0,1233 |
| 400 | 0,2608 | 150 | 0,0703 |
| 350 | 0,2306 | 125 | 0,0674 |
| 300 | 0,1920 | 100 | 0,0522 |

С использованием полученных значений ниже приведен расчет параметров потока отказов по основным магистралям сетей от котельных Комплекс и Районной. (табл. 1.24 - 1.25).

Таблица 1.24

Расчет параметра потока отказов для котельной Комплекс

| Наименование участка сети | Условный диаметр, мм | Длина участка, м | Параметр потока отказов |
|------------------------------|-------------------------|------------------|----------------------------|
| Ул. Энтузиастов от УТ0 | 300 | 150 | 0,00288 |

| Наименование участка сети | Условный диаметр, мм | Длина участка, м | Параметр потока отказов |
|--|----------------------|------------------|-------------------------|
| до УТ-1 | | | |
| Ул. Энтузиастов от УТ2-1 до УТ2-10 | 250 | 570 | 0,00215745 |
| От УТ0 до УТ1-12 от Энтузиастов, 30 до пр-т Космонавтов 17 | 400 | 1025 | 0,015929599 |
| От УТ1-12 до УТ1-16 по пр-ту Космонавтов | 300 | 250 | 0,00286032 |
| От кот. КПП до УТ-0 по Энтузиастов | 400 | 850 | 0,0044336 |
| От кот. КПП до УТ-0 по Энтузиастов | 300 | 700 | 0,002688 |

Таблица 1.25

Расчет параметра потока отказов для «Районной» котельной

| Наименование участка сети | Условный диаметр, мм | Длина участка, м | Параметр потока отказов |
|---|----------------------|------------------|-------------------------|
| От кот. УТ1-1 по ул. Ленина | 500 | 255 | 0,0032273 |
| От кот. УТ1-1 по ул. Ленина | 300 | 75 | 0,000576 |
| От кот. до ул. Горохова, 19 | 500 | 20 | 0,00025312 |
| От кот. до ул. Горохова, 19 | 400 | 60 | 0,00062592 |
| От врезки в Д426 до УТ0 по ул. Ленина | 300 | 100 | 0,000768 |
| От УТ1-1 до УТ1-2 по ул. Ленина | 300 | 90 | 0,0006912 |
| От ул. Пролетарской до ул. К. Маркса, 46 | 300 | 20 | 0,0001536 |
| От ул. Пролетарской до ул. К. Маркса, 46 | 300 | 450 | 0,003456 |
| Магистральная т/трасса от ул. К. Маркса, 46 до ТП-2 через ГКБ | 300 | 125 | 0,00096 |
| Магистральная т/трасса от ул. К. Маркса, 46 до ТП-2 через ГКБ | 300 | 290 | 0,0022272 |

Расчет вероятности безотказной работы котельных приведен в табл. 1.26-1.27

Таблица 1.26

Расчет вероятности безотказной работы для котельной Комплекс

| Наименование участка сети | Вероятность безотказной работы |
|--|--------------------------------|
| Ул. Энтузиастов от УТ0 до УТ-1 | 0,9971 |
| Ул. Энтузиастов от УТ2-1 до УТ2-10 | 0,9978 |
| От УТ0 до УТ1-12 от Энтузиастов, 30 до пр-т Космонавтов 17 | 0,9841 |

| Наименование участка сети | Вероятность безотказной работы |
|--|--------------------------------|
| От УТ1-12 до УТ1-16 по пр-ту Космонавтов | 0,9971 |
| От кот. КПП до УТ-0 по Энтузиастов | 0,9955 |
| От кот. КПП до УТ-0 по Энтузиастов | 0,9973 |

Таблица 1.27

Расчет вероятности безотказной работы «Районной» котельной

| Наименование участка сети | Вероятность безотказной работы |
|--|--------------------------------|
| От кот.УТ1-1 по ул. Ленина | 0,9967 |
| От кот.УТ1-1 по ул. Ленина | 0,999424 |
| От кот. до ул. Горохова,19 | 0,99974 |
| От кот. до ул. Горохова,19 | 0,9993 |
| От врезки в Д426 до УТ0 по ул. Ленина | 0,99923 |
| От УТ1-1 до УТ1-2 по ул. Ленина | 0,999308 |
| От ул. Пролетарской до ул.К.Маркса,46 | 0,999846 |
| От ул. Пролетарской до ул.К.Маркса,46 | 0,996547 |
| Магистральная т/трасса от ул.К.Маркса,46 до ТП-2 через ГKB | 0,999039 |
| Магистральная т/трасса от ул.К.Маркса,46 до ТП-2 через ГKB | 0,997774 |

Анализ результатов расчетов надежности тепловых сетей котельных Комплекс и Районной котельной вероятности безотказной работы показывает, что на основных направлениях тепломагистралей $P_c > 0,9$. В этом случае аварии на сетях не приведут к снижению внутренней температуры воздуха в зданиях ниже 12^0C . Полученные результаты являются следствием малого радиуса теплоснабжения (до 1,2 км), небольшой протяженностью трубопроводов с диаметром более 300 мм.

1.9. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Информация по тарифам представлена в соответствии со стандартами раскрытия информации [16]. Динамика утвержденных тарифов на воду, природный газ и теплоту для МУП «Комплекс», ООО «Теплосети», ОАО «РЭУ» «Саратовский» за 2010-2013 годы приведена в табл. 1.28– 1.31.

Таблица 1.28

Тариф на холодную воду

| Наименование | 2010 г. | 2011 г. | 2012 г. | | | 2013г. | |
|--|---------|---------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| | | | с 01.01 по 30.06 | с 01.07 по 31.08 | с 01.09 по 31.12 | с 1.01. по 30.06. | с 1.07. по 31.12. |
| МУП «Балашовское ЖКХ» руб/.м ³ | 16,33 | 17,75 | 19,73 | 19,73 | 19,73 | 19,73 | 21,44 |
| Темп роста к тарифу предыдущего периода, % | - | 8,7 | 11,1 | - | - | - | 8,7 |

Таблица 1.29

Тариф на Электрическую энергию

| Наименование | 2010 г. | 2011 г. | 2012 г. | | | 2013г. | |
|--|---------|---------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| | | | с 01.01 по 30.06 | с 01.07 по 31.08 | с 01.09 по 31.12 | с 1.01. по 30.06. | с 1.07. по 31.12. |
| Электроэнергия, руб/кВт*ч. | 4,24 | 4,72 | - | - | 4,72 | - | 4,72 |
| Темп роста к тарифу предыдущего периода, % | - | - | - | - | - | - | - |

Таблица 1.30

Тариф на природный газ

| Наименование | 2010 г. | 2011 г. | 2012 г. | | 2013г. | |
|--|---------|---------|------------------|------------------|-------------------|------------------|
| | | | с 01.01 по 30.06 | с 01.07 по 31.12 | с 1.01. по 30.06. | с 1.07. по 31.13 |
| Стоимость природного газа, руб./м ³ | 3,623 | 4,209 | - | 4,469 | - | 5,15 |
| Темп роста к тарифу предыдущего периода, % | - | 16,1 | - | 6,4 | - | 15,2 |

Таблица 1.31

Тариф на тепловую энергию

| Наименование организации | Вид услуги | 2012 г. | 2013 г. | | |
|--------------------------|---|---------|------------|----------|---------|
| | | | с 1 января | с 1 июля | % роста |
| МУП «Комплекс» | отопление, руб/Гкал | 1062,57 | 1062,57 | 1183,21 | 111,4 |
| | горячее водоснабжение (подогрев воды), руб/м ³ | 53,13 | - | - | - |
| | горячее водоснабжение, руб/м ³ | 81,02 | 73,32 | 81,11 | 110,6 |
| ООО «Теплосети» | отопление, руб/Гкал | 1308,96 | 1308,96 | 1479,13 | 113,0 |
| | горячее водоснабжение (подогрев воды), руб/м ³ | 65,45 | 65,45 | 73,96 | 113,0 |
| ОАО «РЭУ» «Саратовский» | отопление, руб/Гкал | 949,53 | 949,53 | 1068,23 | 112,5 |

Анализ данных табл. 1.31 показывает, что в рассматриваемом периоде тарифы на тепловую энергию утверждались в соответствии с установленными предельными индексами роста тарифов. Плата за подключение к системе теплоснабжения и услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Балашове не взимается в связи с отсутствием установленных тарифов.

Информация по структуре формирования тарифа по энергоснабжающими предприятиями не представлена.

1.10. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования город Балашов

Подробное рассмотрение системы теплоснабжения муниципального образования город Балашов выявило следующие недостатки:

1. Значительный физический и моральный износ котельного оборудования котельных, срок эксплуатации которого превышает 20 лет, что приводит к увеличению затрат на ремонтное обслуживание.
2. Низкий уровень коэффициента загрузки некоторых котельных по отпуску теплоты (около 18%).
3. Отсутствие комбинированной выработки тепловой энергии.
4. Значительный физический износ тепловых сетей, достигающий 70% и более. Наиболее изношенными являются внутриквартальные сети отопления и ГВС. Теплоизоляция сетей неудовлетворительная, поэтому потери теплоты через изоляцию и с утечками воды превышают нормативные.
5. Недостаточная автоматизация тепловых пунктов.
6. Высокие затраты электроэнергии на транспортировку теплоты по причине значительного радиуса теплоснабжения, применения пониженного температурного графика сетевой воды.
7. Низкая экономичность транспорта тепловой энергии в летний период, так как приходится эксплуатировать тепловые сети с высокими эксплуатационными затратами.
8. В отапливаемых помещениях отсутствует местное регулирование с помощью терморегуляторов отопительных приборов, обеспечивающих изменение расходов теплоты в зависимости от суточных колебаний теплового режима зданий.

Отмеченные недостатки в работе системы теплоснабжения требуют разработки путей ее совершенствования, которые будут рассмотрены ниже.

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Анализ существующих тепловых нагрузок потребителей целесообразно рассмотреть по существующим отдельным источникам выработки тепловой энергии, представленным в табл. 2.1. Основная доля выработки приходится на следующие котельные: котельная МУП «Комплекс» (покрывает 30,7% тепловой нагрузки города), котельная Районная (22,7 % тепловой нагрузки) и котельная №2/139 ЭРТ №1РЭУ (17,9 % тепловой нагрузки).

Таблица 2.1

Тепловые нагрузки источников теплоты г. Балашова

| Наименование источника | Присоединенная нагрузка, Гкал/ч | Установленная мощность, Гкал/ч |
|---|---------------------------------|--------------------------------|
| Котельная МУП «Комплекс» | 51,567 | 252,5 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | 29,9 | 53,65 |
| Котельная Районная | 37,965 | 65,6 |
| Котельная №1 | 6,366 | 10,3 |
| Котельная №5 | 4,21 | 4,835 |
| Котельная №7 | 2,421 | 4,79 |
| Котельная №20 | 2,037 | 3,75 |
| Котельная №21 | 2,194 | 7,32 |
| Котельная №23 | 7,801 | 17,92 |
| Котельная №25 | 6,872 | 9 |
| Котельная №27 | 2,86 | 5,7 |
| Котельная №28 | 0,043 | 0,043 |
| Котельная Рембазы | | |
| Котельная на ул. Энергетическая | 0,043 | 0,043 |
| Котельная ГАОУСПО (медицинское училище) | 0,2 | 0,2 |
| Котельная ДЮСШ | 0,75 | 0,75 |
| Котельная ФГБОУ ВПО | 1,2 | 1,2 |
| Котельная ФГБОУ ВПО | 0,75 | 0,75 |
| Котельная СОШ №11 | 0,03 | 0,03 |
| ИТОГО | 167,494 | 464,421 |

2.2. Прогнозы прироста площади строительных фондов и тепловых нагрузок

В соответствии с генеральным планом города предполагается строительство новых объектов. Перспективные площади застройки, тепловые нагрузки представлены в табл. 2.2 с распределением по районам, на которые, согласно генеральному плану, разделён город. Увеличение суммарной тепловой нагрузки на перспективу составит 8,46 Гкал/ч.

Определение расчетных тепловых нагрузок планируемых к сооружению объектов произведено с использованием СНиП 41-01-2003 и СНиП 23-2-2003 путем пересчета средне отопительных характеристик зданий на показатели при расчетной температуре наружного воздуха. Отопление общественных зданий учтено коэффициентом 0,25 от тепловой нагрузки отопления жилых зданий. Вентиляционная нагрузка общественных зданий рассчитана в размере 60% от их отопительной нагрузки.

Максимальная нагрузка горячего водоснабжения определена в соответствии со СНиП 2.04.01-85*. Нормы потребления воды на горячее водоснабжение жилых зданий приняты 105 кг/чел·сут, в общественных зданиях – 20 кг/чел·сут. Обеспеченность населения жилой площадью принята в размере 20 м²/чел, коэффициент суточной неравномерности горячего водоснабжения – в зависимости от численности населения. На рис.2.1–2.6 цветом выделены районы действия источников теплоты и расположение планируемых застроек.

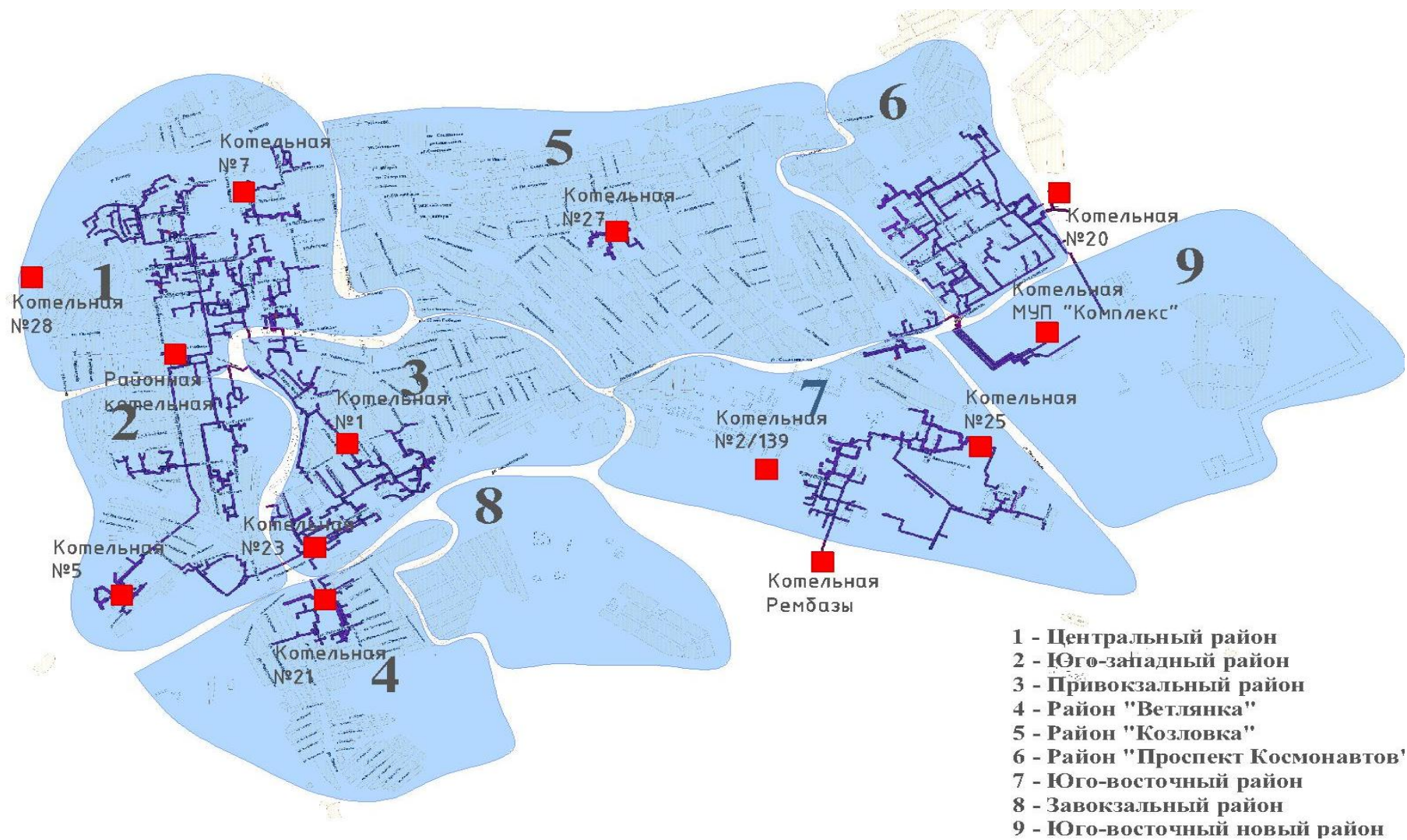


Рис.2.1- Районы территории г. Балашова.

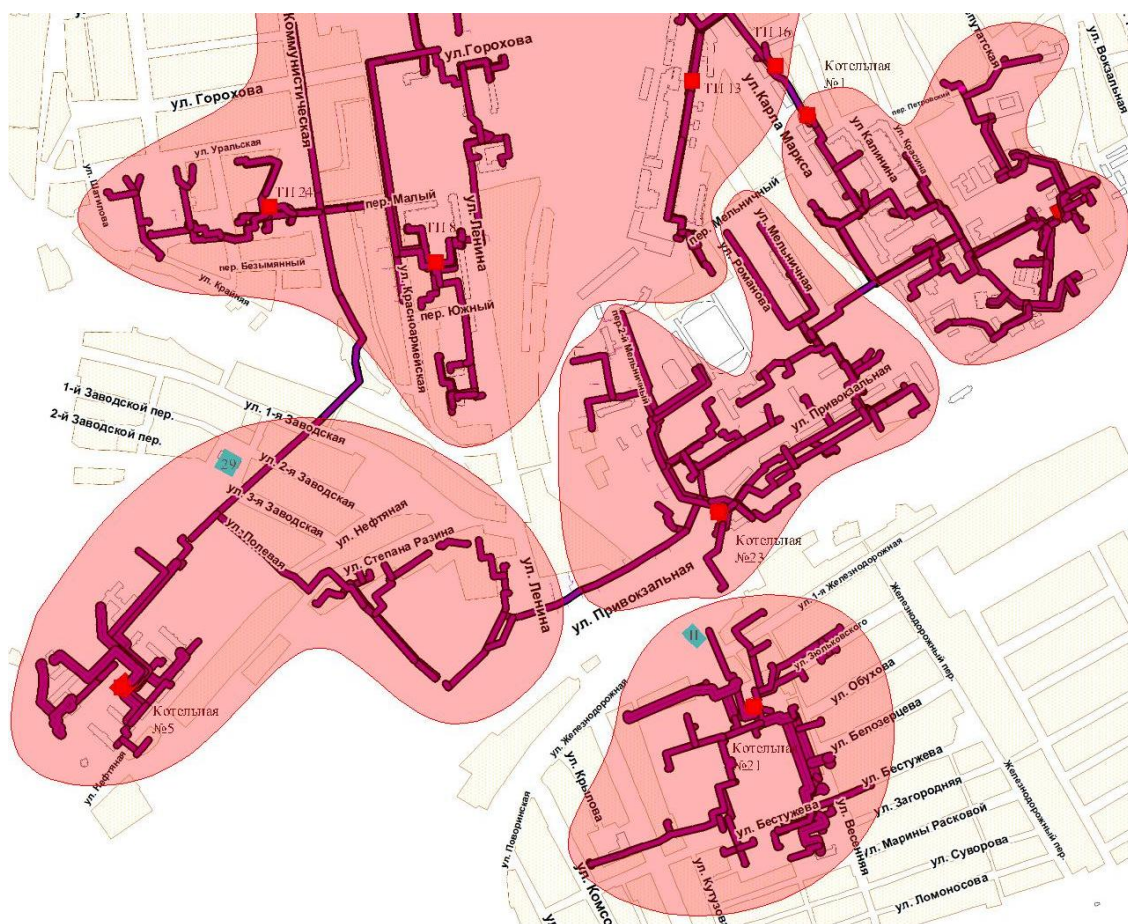


Рис. 2.3 - План перспективной застройки г. Балашова в районе котельных № 5, №21, №23

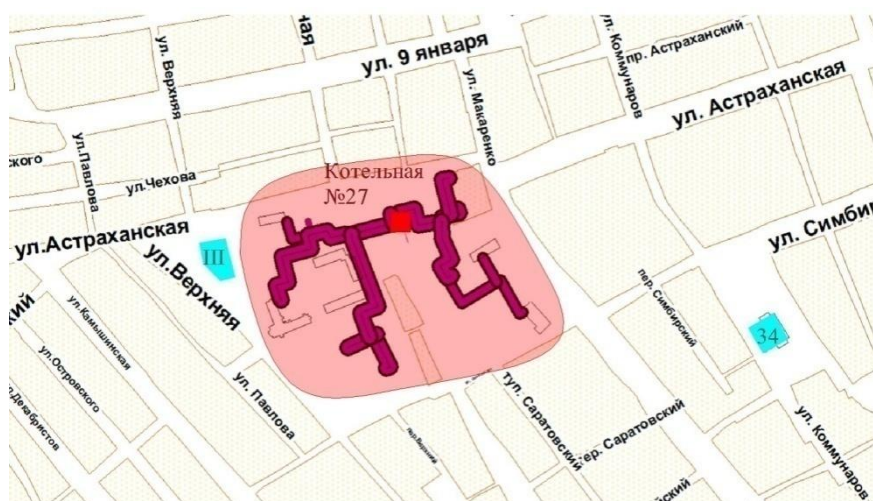


Рис. 2.4 - План перспективной застройки г. Балашова в районе котельных № 5, №21, №27

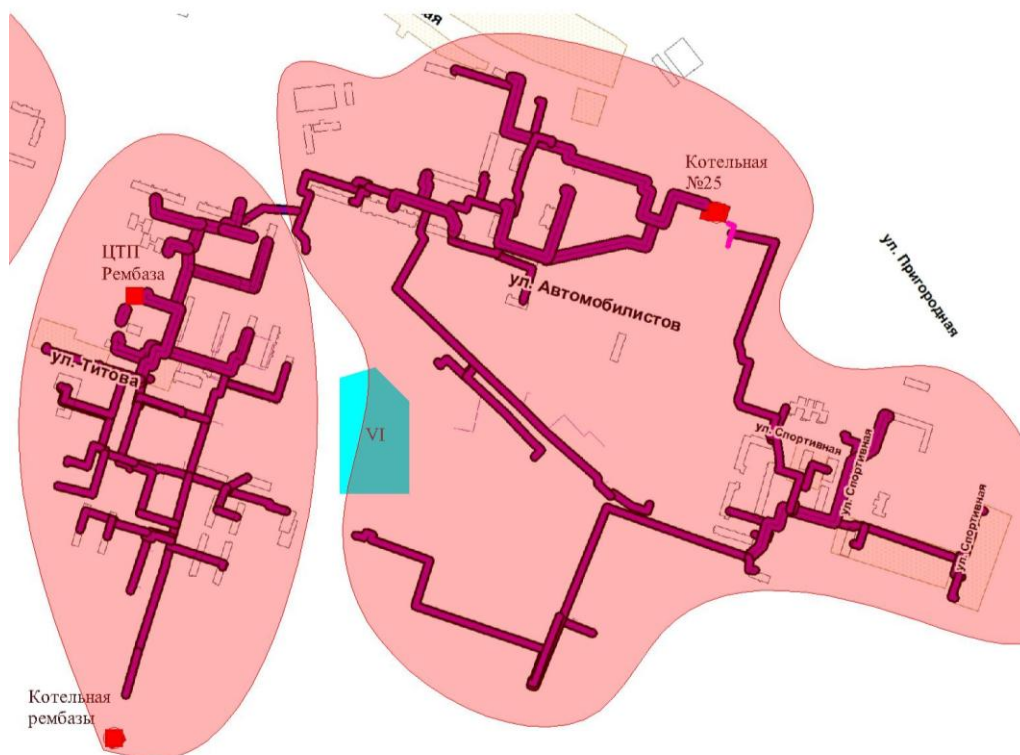


Рис. 2.5 - План перспективной застройки г. Балашова в районе котельной №25

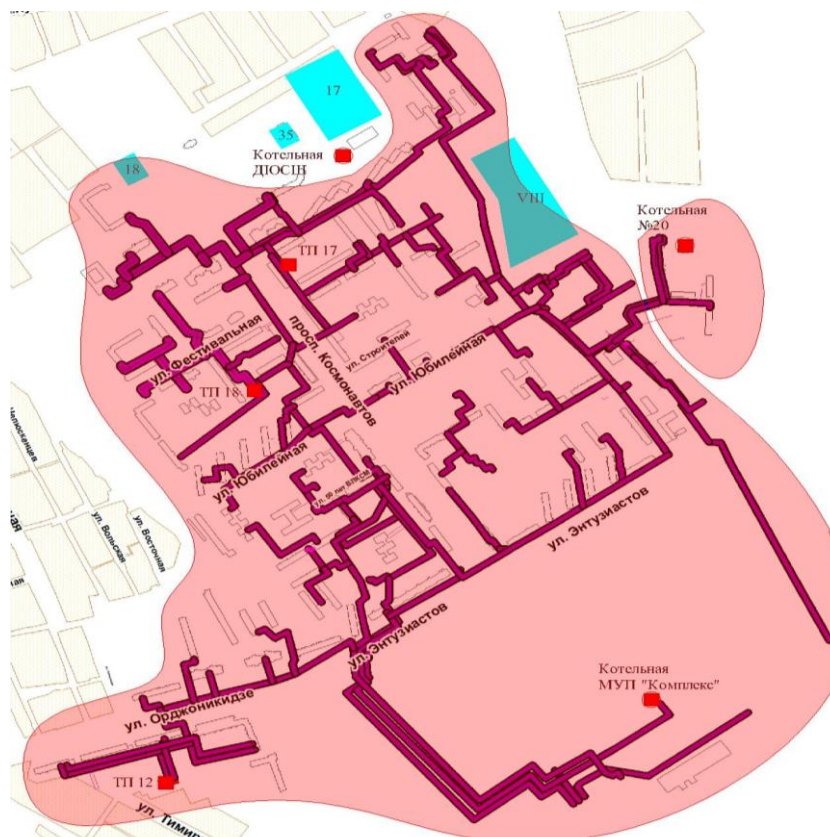


Рис. 2.6 - План перспективной застройки г. Балашова в районе котельной МУП «Комплекс»

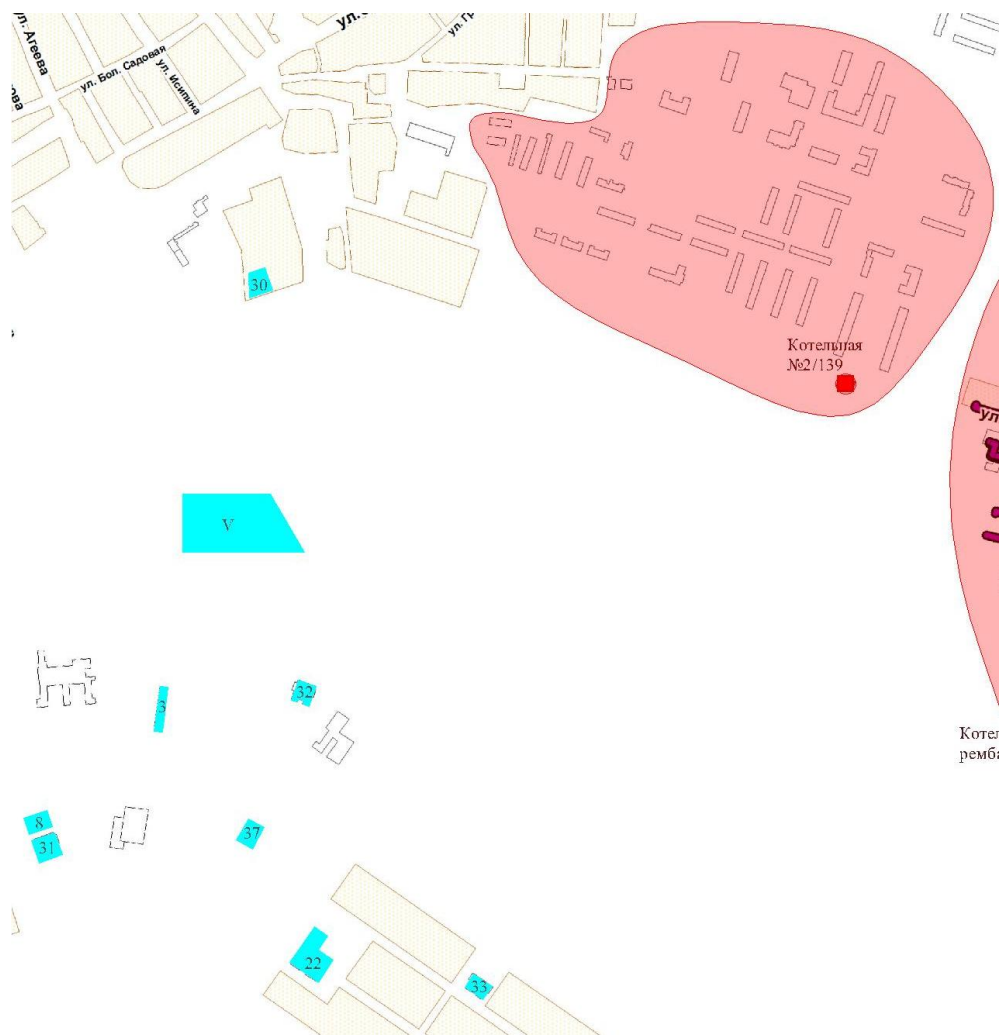


Рис. 2.7 - План перспективной застройки г. Балашова в Завокзальном районе

Таблица 2.2

Перспективные площади застройки и тепловые нагрузки г. Балашова

| Район | Обозначение застройки по генплану | Наименование | Объем здания по наружному обмеру, куб.м | Максимальная часовая нагрузка по от+вент, Гкал/час | Максимальная часовая нагрузка по ГВС, Гкал/час | Суммарная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч | Ближайшая зона источника теплоснабжения | Год ввода в эксплуатацию, год |
|-------|--|--|---|--|---|---|--|----------------------------------|
| 1 | 25 | Детский сад на 120 мест | 12810 | 0,220 | 0,023 | 0,243 | Котельная Районная | 2015 |
| 1 | 26 | Детский сад на 120 мест | 12810 | 0,220 | 0,023 | 0,243 | Котельная Районная | 2015 |
| 1 | 20 | Школа на 1100 учащихся | 78450 | 1,275 | 0,208 | 1,483 | Котельная №7 | 2015 |
| 1 | 27 | Детский сад на 120 мест | 12810 | 0,220 | 0,023 | 0,243 | Котельная Районная | 2020 |
| 1 | 2 | Городская поликлиника на 600 посещений | 13651,2 | 0,203 | 0,113 | 0,316 | Котельная Районная | 2020 |
| 2 | 28 | Детский сад на 120 мест | 12810 | 0,202 | 0,023 | 0,225 | Котельная Районная | 2020 |
| 2 | 29 | Детский сад на 140 мест | 18810 | 0,323 | 0,026 | 0,349 | Котельная №5 | 2015 |
| 3 | 30 | Детский сад на 80 мест | 9810 | 0,169 | 0,015 | 0,184 | - | 2020 |
| 4 | II | Баня на 150 посещений | 5000 | 0,065 | 0,028 | 0,093 | Котельная №21 | 2015 |
| 5 | III | Баня на 150 посещений | 5000 | 0,071 | 0,028 | 0,099 | Котельная №27 | 2020 |
| 5 | 34 | Детский сад на 200 мест | 24000 | 0,413 | 0,038 | 0,451 | Котельная №27 | 2025 |
| 6 | 18 | Гостиница на 200 мест | 16700 | 0,248 | 0,038 | 0,286 | Котельная МУП "Комплекс" | 2025 |

| Район | Обозначение застройки по генплану | Наименование | Объем здания по наружному обмеру, куб.м | Максимальная часовая нагрузка по от+вент, Гкал/час | Максимальная часовая нагрузка по ГВС, Гкал/час | Суммарная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч | Ближайшая зона источника теплоснабжения | Год ввода в эксплуатацию, год |
|-------|-----------------------------------|-------------------------|---|--|--|---|---|-------------------------------|
| 6 | 35 | Детский сад на 120 мест | 12810 | 0,220 | 0,023 | 0,243 | Котельная МУП "Комплекс" | 2015 |
| 6 | 17 | Диагностический центр | 13651,2 | 0,203 | 0,061 | 0,264 | Котельная МУП "Комплекс" | 2015 |
| 6 | VIII | Пожарное депо 6 машин | 9594 | 0,218 | 0,022 | 0,24 | Котельная МУП "Комплекс" | 2025 |
| 7 | VI | Пожарное депо 8 машин | 12790 | 0,267 | 0,029 | 0,296 | Котельная МУП "Комплекс" | 2028 |
| 8 | V | Пожарное депо 6 машин | 9594 | 0,200 | 0,022 | 0,222 | - | 2020 |
| 8 | 3 | Гостиница на 400 мест | 16700 | 0,248 | 0,076 | 0,324 | - | 2020 |
| 8 | 32 | Детский сад на 80 мест | 9810 | 0,169 | 0,010 | 0,179 | - | 2025 |
| 8 | 8 | Школа искусств | 18000 | 0,276 | 0,043 | 0,319 | - | 2025 |
| 8 | 31 | Детский сад на 120 мест | 12810 | 0,220 | 0,023 | 0,243 | - | 2020 |
| 8 | 37 | Детский сад на 80 мест | 9810 | 0,188 | 0,015 | 0,203 | - | 2015 |
| 8 | 22 | Школа на 275 учащихся | 24500 | 0,444 | 0,052 | 0,496 | - | 2025 |
| 8 | 33 | Детский сад на 80 мест | 9810 | 0,188 | 0,015 | 0,203 | - | 2025 |
| 9 | 36 | Детский сад на 120 | 12810 | 0,245 | 0,023 | 0,268 | Котельная | 2020 |

| Район | Обозначение застройки по генплану | Наименование | Объем здания по наружному обмеру, куб.м | Максимальная часовая нагрузка по от+вент, Гкал/час | Максимальная часовая нагрузка по ГВС, Гкал/час | Суммарная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч | Ближайшая зона источника теплоснабжения | Год ввода в эксплуатацию, год |
|-------|--|--------------------------|---|--|---|---|--|----------------------------------|
| | | мест | | | | | МУП "Комплекс" | |
| 9 | 23 | Школа на 275 учащихся | 24500 | 0,418 | 0,052 | 0,47 | Котельная МУП "Комплекс" | 2025 |

2.3. Прогнозы изменения объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам и типам теплопотребления и районам.

Перспективные тепловые нагрузки вводимых зданий по районам города Балашова приведены в табл. 2.3 и показаны на рис.2.7.

Аварийные и подлежащие сносу здания приведены в Приложении 4.

Таблица 2.3

Перспективные приросты тепловой нагрузки вводимых строительных фондов

| Район | Перспективный прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч |
|------------------------------|---|
| Центральный район | 2,53 |
| Юго-западный район | 0,57 |
| Привокзальный район | 0,18 |
| Район «Ветлянка» | 0,09 |
| Район «Козловка» | 0,55 |
| Район «Проспект Космонавтов» | 1,03 |
| Юго-восточный район | 0,30 |
| Завокзальный район | 2,19 |
| Юго-восточный новый район | 0,74 |

Из табл. 2.3 видно, что тепловая нагрузка вводимых в рассматриваемой перспективе зданий составит 8,18 Гкал/ч при максимальной нагрузке ГВС.

Перспективные тепловые нагрузки, распределённые по действующим областям теплоснабжения существующих источников теплоты, приведены в табл. 2.4 и показаны на рис. 2.8.

Прирост тепловых мощностей в зонах действия котельных показан на рис. 2.9.

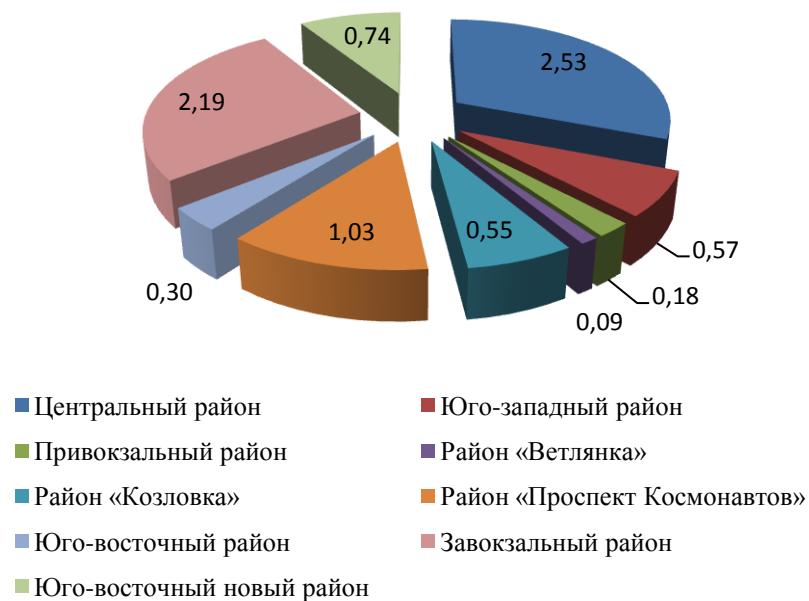


Рис. 2.8 - Перспективные приросты тепловой нагрузки вводимых строительных фондов по районам города Балашова

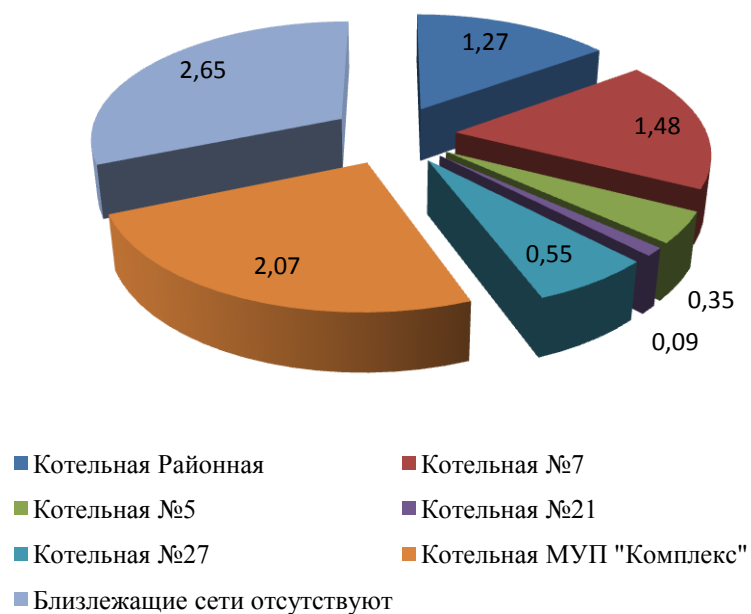
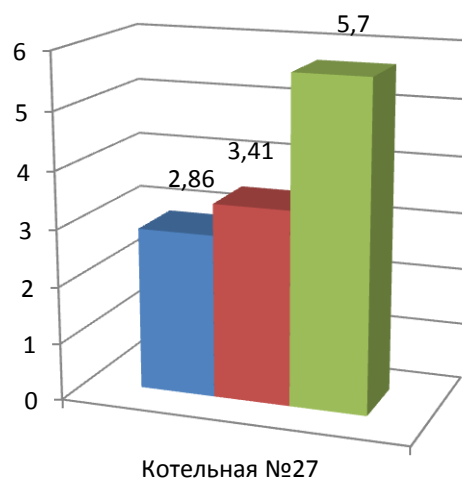
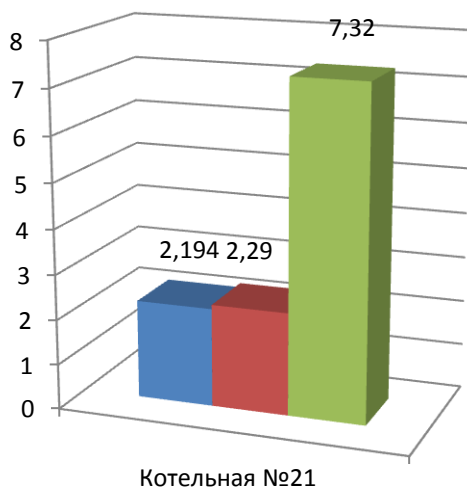
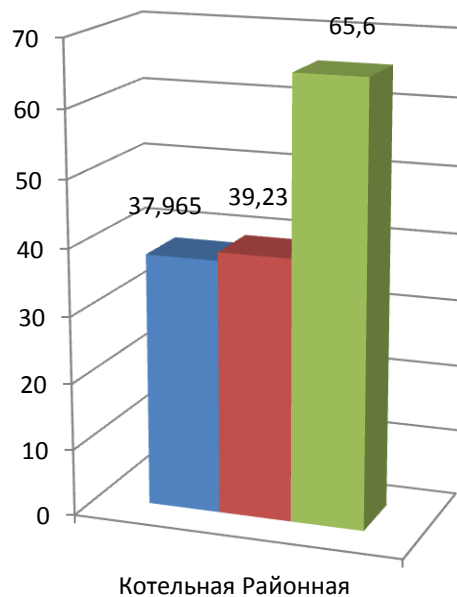
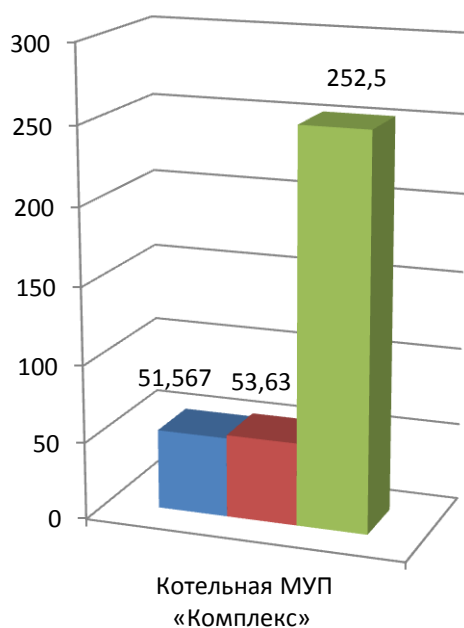


Рис. 2.9 - Перспективные приросты тепловой нагрузки вводимых строительных фондов в области действия существующих источников теплоты.

Тепловые нагрузки областей теплоснабжения источников теплоты г. Балашова с учётом перспективных застроек

| Наименование источника | Присоединенная нагрузка, Гкал/ч | Установленная мощность, Гкал/ч | Прирост нагрузки в районе котельной, Гкал/ч | Перспективная нагрузка в районе котельной, Гкал/ч |
|---|---------------------------------|--------------------------------|---|---|
| Котельная МУП «Комплекс» | 51,567 | 252,5 | 2,07 | 53,63 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | 29,9 | 53,65 | - | 29,90 |
| Котельная Районная | 37,965 | 65,6 | 1,27 | 39,23 |
| Котельная №1 | 6,366 | 10,3 | - | 6,37 |
| Котельная №5 | 4,21 | 4,835 | 0,35 | 4,56 |
| Котельная №7 | 2,421 | 4,79 | 1,48 | 3,90 |
| Котельная №20 | 2,037 | 3,75 | - | 2,04 |
| Котельная №21 | 2,194 | 7,32 | 0,09 | 2,29 |
| Котельная №23 | 7,801 | 17,92 | - | 7,80 |
| Котельная №25 | 6,872 | 9 | - | 6,87 |
| Котельная №27 | 2,86 | 5,7 | 0,55 | 3,41 |
| Котельная №28 | 0,043 | 0,043 | - | 0,04 |
| Котельная Рембазы | 10,328 | 26,04 | - | 10,33 |
| Котельная на ул. Энергетическая | 0,043 | 0,043 | - | 0,04 |
| Котельная ГАОУСПО (медицинское училище) | 0,2 | 0,2 | - | 0,20 |
| Котельная ДЮСШ | 0,75 | 0,75 | - | 0,75 |
| Котельная ФГБОУ ВПО | 1,2 | 1,2 | - | 1,20 |
| Котельная ФГБОУ ВПО | 0,75 | 0,75 | - | 0,75 |
| Котельная СОШ №11 | 0,03 | 0,03 | - | 0,03 |
| ИТОГО | 167,494 | 464,421 | 5,81 | 173,31 |



■ Присоединенная нагрузка, Гкал/ч

■ Перспективная нагрузка в районе котельной, Гкал/ч

■ Установленная мощность, Гкал/ч

■ Присоединенная нагрузка, Гкал/ч

■ Перспективная нагрузка в районе котельной, Гкал/ч

■ Установленная мощность, Гкал/ч

Рис. 2.10 – Существующая и перспективная нагрузка в технологических зонах теплоснабжения котельных г. Балашова.

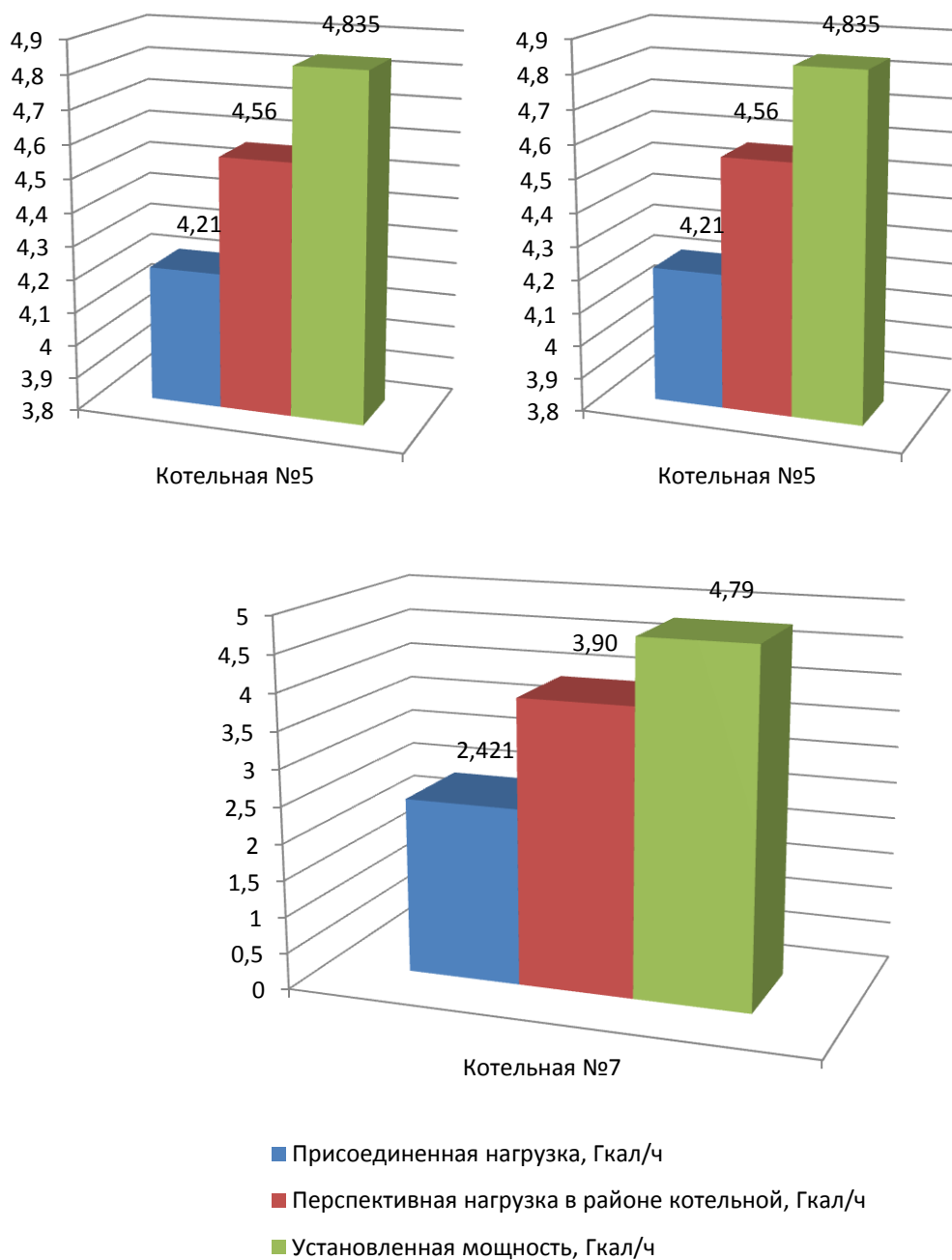


Рис. 2.11-Существующая и перспективная нагрузка в технологических зонах теплоснабжения котельных г. Балашова.

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения

Под электронной моделью системы теплоснабжения понимается математическая модель этой системы, привязанная к топографической основе города (поселения), предназначенная для имитационного моделирования всех процессов, протекающих в ней.

Необходимость создания электронных моделей системы теплоснабжения установлена постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 года № 154 [3]

В настоящее время существует несколько лицензионных программных комплексов для теплогидравлических расчетов систем централизованного теплоснабжения. Их алгоритмы не содержат существенных отличий. Как правило, они состоят из двух основных частей – информационной и технологической и предполагают наличие схемы теплоснабжения с известными источниками, их размещением, тепловыми сетями и основными технико-экономическими характеристиками оборудования. Эти программы позволяют выбирать оптимальные режимы эксплуатации и осуществлять наладку тепловых сетей с оптимальным распределением потоков теплоносителей, загрузкой источников теплоснабжения и оказываются эффективными для диспетчеризации. Однако критерии выбора оптимальных решений часто не имеют четкого определения. Введение в систему теплоснабжения новых источников тепловой энергии, установок с комбинированной выработкой электроэнергии и теплоты, на возобновляемых источниках энергии, использующих вторичные энергоресурсы и т.д. требует системного подхода к определению действительной экономии топлива и других энергоносителей. При этом неизбежными будут изменения трассировок тепловых сетей, их характеристик. В этих условиях наиболее рациональным является последовательное составление энергоэффективной схемы теплоснабжения. Сначала строятся действительные графики электрической и тепловой нагрузок потребителей и на этой основе выбираются источники энергии, их оптимальное количество, места размещения, рассчитываются технико-экономические показатели. Затем составляется принципиальная структурная схема теплоснабжения, устанавливаются оптимальные и предельные радиусы теплоснабжения с учетом возможных изменений технико-экономических показателей источников. Создание электронной модели осуществляется в последующих этапах одновременно с детализацией схемы теплоснабжения. Для этих целей наиболее приемлемой оказывается графико-информационный расчетный комплекс (ГИРС) ЗУЛУ, представляющий систему автоматизированного ведения расчетов режимов, эксплуатации и наладки тепловых сетей любой степени сложности. Электронная модель может в дальнейшем использоваться в качестве основного инструмента для вариантных расчетов сценариев развития систем теплоснабжения:

- 1) влияние изменения присоединенной нагрузки на систему теплоснабжения в различные временные интервалы;
- 2) моделирование возможных переключений потребителей и источников теплоты;
- 3) формирование перечня мероприятий по реконструкции и новому строительству магистральных трубопроводов, необходимых для решения поставленных задач.

Электронная модель дает возможность получения самого широкого спектра отчетов:

- а) пьезометрического графика (рис.3.1);
- б) температурного графика тепловой сети (рис. 3.2);
- в) расчетов элементов тепловой сети – дроссельных шайб, задвижек, индивидуальных тепловых пунктов (ИТП), котельных, тепловых камер (рис. 3.3-3.6) и пр.

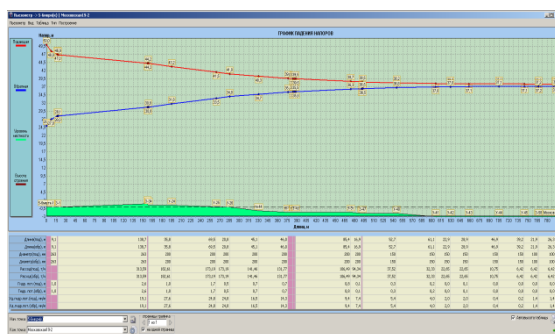


Рис. 3.1 - Пьезометрический график участка сети



Рис. 3.2. Температурный режим системы теплоснабжения

Рис. 3.3 - Котельная

Рис. 3.4 - ИТП

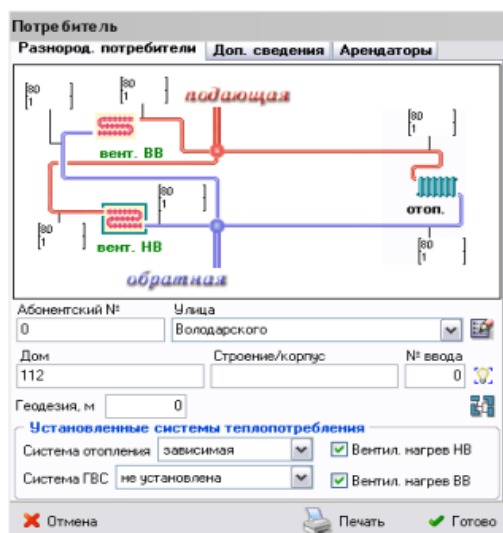


Рис. 3.5 - Потребитель

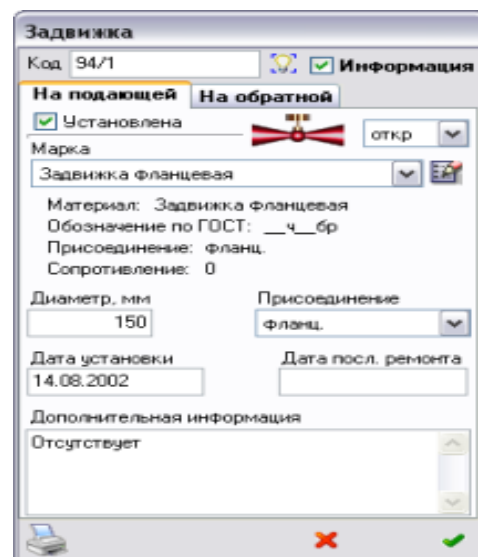


Рис. 3.6 - Задвижка

В то же время Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [3] указывает, что «при разработке схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения от 10 тыс. человек до 100 тыс. человек соблюдение требований, указанных подпункте «в» пункта 18 и пункте 38 требований к схемам теплоснабжения», не является обязательным (раздел 2). Пункт 18, подпункт «в», предполагает составе обосновывающих материалов схемы теплоснабжения иметь главу 3, которая называется «Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа». Вместе с тем наличие такой модели, адекватно отражающей энергоэффективные решения по выбору источников теплоэнергоснабжения, оптимизации их параметров и режимов их работы, рациональной структурной схемы, представляется полезным и необходимым. При этом следует помнить, что программные комплексы являются по сути «калькуляторами», а окончательное решение остается за специалистами.

В настоящей работе создание электронной модели схемы теплоснабжения г. Балашова не предусматривается, однако в дальнейшем ее создание не исключается.

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

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии г. Балашова представлены в табл.4.1. Данные о тепловых нагрузках и местах расположения перспективных потребителей представлены в главе 2.

Таблица 4.1

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников

| Наименование котельной, | Единица измерения, Гкал/ч | Установленная мощность | Располагаемая тепловая мощность | Тепловая мощность нетто | Подключенная нагрузка | Потери тепловой мощности в сетях | Перспективная нагрузка | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности |
|--------------------------------|---------------------------|------------------------|---------------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------------------|------------------------|---|
| Котельная МУП «Комплекс» | Гкал/ч | 252,5 | 252,5 | 59,29 | 51,567 | 2,07 | 4,19 | 193,21 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | Гкал/ч | 53,65 | 53,65 | 33,05 | 29,9 | 0 | 2,34 | 20,60 |
| Котельная Районная | Гкал/ч | 65,6 | 65,6 | 43,37 | 37,965 | 1,27 | 3,07 | 22,23 |
| Котельная №1 | Гкал/ч | 10,3 | 10,3 | 7,04 | 6,366 | | 0,50 | 3,26 |
| Котельная №5 | Гкал/ч | 4,835 | 4,835 | 5,04 | 4,21 | 0,35 | 0,36 | -0,21 |
| Котельная №7 | Гкал/ч | 4,79 | 4,79 | 4,31 | 2,421 | 1,48 | 0,30 | 0,48 |
| Котельная №20 | Гкал/ч | 3,75 | 3,75 | 2,25 | 2,037 | 0 | 0,16 | 1,50 |
| Котельная №21 | Гкал/ч | 7,32 | 7,32 | 2,52 | 2,194 | 0,09 | 0,18 | 4,80 |
| Котельная №23 | Гкал/ч | 17,92 | 17,92 | 8,62 | 7,801 | 0 | 0,61 | 9,30 |
| Котельная №25 | Гкал/ч | 9 | 9 | 7,60 | 6,872 | 0 | 0,54 | 1,40 |
| Котельная №27 | Гкал/ч | 5,7 | 5,7 | 3,77 | 2,86 | 0,55 | 0,27 | 1,93 |
| Котельная | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,05 | 0,043 | 0 | 0,00 | 0,00 |

| Наименование котельной, | Единица измерения, Гкал/ч | Установленная мощность | Располагаемая тепловая мощность | Тепловая мощность нетто | Подключенная нагрузка | Потери тепловой мощности в сетях | Перспективная нагрузка | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности |
|---------------------------------|---------------------------|------------------------|---------------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------------------|------------------------|---|
| №28 | | | | | | | | |
| Котельная Рембазы | Гкал/ч | 26,04 | 26,04 | 11,42 | 10,328 | 0 | 0,81 | 14,62 |
| Котельная на ул. Энергетическая | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,05 | 0,043 | 0 | 0,00 | 0,00 |

Фактически сложившийся баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки показывает, что дефицита возможности обеспечения вновь подключаемых нагрузок в соответствии с перспективами развития города Балашова до 2028г. не имеется.

В связи с этим при подключении новых объектов капитального строительства в г. Балашове необходимо рассматривать варианты покрытия перспективной тепловой нагрузки с использованием новых источников или увеличения мощности существующих. Варианты оптимизации и распределения нагрузок между теплоисточниками изложены в главе 6.

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

Присоединение новых нагрузок к системе теплоснабжения приведет к увеличению мощности водоподготовительных установок теплоисточников. Обоснования перспективного потребления теплоносителя при его передаче по сетям представлено в табл.5.1.

Таблица 5.1

Перспективное потребление теплоносителя

| Район | Обозначение застройки по генплану | Наименование | Норма утечки, м ³ /ч | Потери сетевой воды с нормативной утечкой, м ³ |
|-------|-----------------------------------|-------------------------|---------------------------------|---|
| 1 | 25 | Детский сад на 120 мест | 0,014 | 39,53 |

| Район | Обозначение застройки по генплану | Наименование | Норма утечки, м ³ /ч | Потери сетевой воды с нормативной утечкой, м ³ |
|-------|-----------------------------------|--|---------------------------------|---|
| 1 | 26 | Детский сад на 120 мест | 0,014 | 39,53 |
| 1 | 20 | Школа на 1100 учащихся | 0,085 | 241,32 |
| 1 | 27 | Детский сад на 120 мест | 0,014 | 39,53 |
| 1 | 2 | Городская поликлиника на 600 посещений | 0,018 | 51,46 |
| 2 | 28 | Детский сад на 120 мест | 0,013 | 36,60 |
| 2 | 29 | Детский сад на 140 мест | 0,020 | 56,93 |
| 3 | 30 | Детский сад на 80 мест | 0,011 | 29,91 |
| 4 | II | Баня на 150 посещений | 0,005 | 15,19 |
| 5 | III | Баня на 150 посещений | 0,006 | 16,13 |
| 5 | 34 | Детский сад на 200 мест | 0,026 | 73,30 |
| 6 | 18 | Гостиница на 200 мест | 0,016 | 46,53 |
| 6 | 35 | Детский сад на 120 мест | 0,014 | 39,53 |
| 6 | 17 | Диагностический центр | 0,015 | 42,97 |
| 6 | VIII | Пожарное депо 6 машин | 0,014 | 39,03 |
| 7 | VI | Пожарное депо 8 машин | 0,017 | 48,17 |
| 8 | V | Пожарное депо 6 машин | 0,013 | 36,13 |
| 8 | 3 | Гостиница на 400 мест | 0,019 | 52,68 |
| 8 | 32 | Детский сад на 80 мест | 0,010 | 29,11 |
| 8 | 8 | Школа искусств | 0,018 | 51,81 |
| 8 | 31 | Детский сад на 120 мест | 0,014 | 39,53 |
| 8 | 37 | Детский сад на 80 мест | 0,012 | 33,04 |
| 8 | 22 | Школа на 275 учащихся | 0,029 | 80,67 |
| 8 | 33 | Детский сад на 80 мест | 0,012 | 33,04 |
| 9 | 36 | Детский сад на 120 мест | 0,015 | 43,63 |
| 9 | 23 | Школа на 275 учащихся | 0,027 | 76,54 |
| ИТОГО | | | 0,27 | 781,8 |

Из таблицы следует, что потребление теплоносителя увеличится в перспективе на 781,8 м³ /год при нормативной величине подпитки тепловых сетей 0,27 м³/ч.

Баланс производительности ВПУ для перспективного потребления теплоносителя тепловыми сетями и теплопотребляющими установками приведен в табл. 5.2. Отметим, что аварийная подпитка может осуществляться водопроводной водой.

Таблица 5.2

Перспективный баланс производительности ВПУ

| Наименование источника | Производительность, м ³ /ч | Максимальное водопотребление, м ³ /ч |
|--------------------------------|---------------------------------------|---|
| Районная Котельная | 48,3 | 12,8 |
| Котельная №5 | 2,32 | 1,2 |
| Котельная №7 | 2,32 | 1,2 |
| Котельная №23 | 12,2 | 3,2 |
| Котельная №25 | 13,1 | 5,8 |
| Котельная №27 | 3,9 | 1,2 |
| Котельная «Рембаза» | 12,0 | 3,4 |
| Котельная МУП «Комплекс» | - | 10,1 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | - | 5,7 |

В результате подключения объектов нового строительства производительность ВПУ увеличится на 0,781 тыс. м³/год.

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

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

Требуется разъяснить порядок перевода отдельных квартир в существующих многоквартирных домах на теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов на газовом топливе, вызванных планируемым выводом из эксплуатации некоторых источников тепловой энергии (котельных) и строительством нового жилого фонда.

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (статья 14, пункт 15) [1] запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием в индивидуальных квартирах источников тепловой энергии, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам централизованного теплоснабжения. В качестве

исключения, при изменении схемы теплоснабжения (решение об изменении схемы теплоснабжения принимается органами местного самоуправления), **допускается перевод всего многоквартирного дома на 100% использование индивидуальных квартирных источников тепловой энергии с отключением всего дома от системы централизованного отопления!!**

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СП 54.13330.2011 «Здания жилые многоквартирные», пункт, 7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире и имеют коллективные (общие) встроенные или пристроенные дымоходы и воздуховоды.

Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при условии полной проектной реконструкции инженерных систем переводимого дома, а именно:

- общей системы теплоснабжения дома;
- общей системы газоснабжения дома, в т.ч. внутридомовой газораспределительной сети, газового ввода, а в некоторых случаях – и уличного распределительного газопровода;
- систем дым удаления и подвода воздуха для горения газа.

Кроме того, для установки теплогенератора объем кухни квартиры должен быть не менее 15 м³.

Существующие многоквартирные жилые дома, имеющие централизованное теплоснабжение, как правило, рассчитаны только для газоснабжения плит, предусмотренных в таких домах. При установке индивидуальных теплогенераторов объем потребляемого газа увеличивается примерно в 10 раз, что влечет за собой необходимость реконструкции (перекладки труб) системы газоснабжения дома (а в некоторых случаях и уличного газопровода), так как имеющиеся газопроводы не способны пропустить такой объем газа.

Индивидуальное теплоснабжение в многоквартирных домах требует создания коллективной (общей) встроенной или пристроенной герметичной системы дымоудаления для полного отвода продуктов сгорания в атмосферу, а также

приточных воздуховодов для обеспечения подачи с улицы воздуха, необходимого для горения газа. При этом устройство дымоотводов от каждого теплогенератора через фасадную стену многоквартирного жилого дома запрещено (СП 7.13130.2009 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Противопожарные требования). Приточные воздуховоды могут быть как коллективными, так и индивидуальными.

Проведение реконструкции инженерных систем многоквартирного жилого дома в целях его перевода с централизованного теплоснабжения на индивидуальное поквартирное отопление возможно только лишь при согласии всех собственников помещений жилого дома (статья, 36, 40, 44 Жилищного кодекса РФ). Поэтому, при принятии решения об изменении схемы теплоснабжения многоквартирного жилого дома органы местного самоуправления должны получить такое согласие в письменном виде от 100% собственников помещений в жилом доме. При несогласии с реконструкцией инженерных систем и переходом на поквартирное отопление хотя бы одного собственника вопрос решается в судебном порядке (статья, 247 пункт, 1 Гражданского кодекса РФ).

Для получения технических условий на реконструкцию системы газоснабжения многоквартирного жилого дома в газораспределительную организацию должен обратиться орган местного самоуправления, принявший решение об изменении схемы теплоснабжения многоквартирного дома. К заявлению должен быть приложен гидравлический расчет участка газораспределительной сети в районе планируемого к переводу на поквартирное отопление жилого дома и внутридомовой газораспределительной сети. Данный документ необходим для определения резерва пропускной способности действующих газопроводов и объема работ по перекладке газопроводов на больший диаметр в случае отсутствия или недостаточности резерва пропускной способности действующего газопровода.

После реконструкции систем инженерного обеспечения многоквартирного дома, у которого планируется изменить схему теплоснабжения, реконструированные системы должны быть введены в эксплуатацию с передачей в газораспределительную организацию исполнительной документации на реконструированный газопровод и документов, подтверждающих устройство в доме коллективных (общих) пристроенных или встроенных герметичных дымоходов и воздуховодов.

На основании полученных документов о готовности многоквартирного дома к переводу на поквартирное отопление газораспределительная организация будет выдавать по заявлениям собственников помещений в этом доме индивидуальные технические условия на установку газовых котлов и другого газоиспользующего оборудования в каждую из квартир этого дома (в зависимости от пожеланий заказчика о количестве и типах используемого газопотребляющего оборудования).

6.2 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения (зоны обслуживания) от котельной МУП «Комплекс»

Эффективный радиус теплоснабжения представляет собой максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до источника тепловой энергии, при превышении которого подключение потребителя к данной системе становится экономически нецелесообразным вследствие увеличения совокупных затрат. Эффективный радиус ассоциируется с зоной действия источника теплоснабжения, поэтому ниже будут определены эффективные зоны теплоснабжения от наиболее крупного источника, обеспечивающего около 31% тепловой нагрузки города и имеющего протяженные и разветвленные сети – котельной “Комплекс”. Эффективные зоны действия остальных источников(мелких котельных) здесь не рассматриваются по причине малой тепловой нагрузки и небольшой протяженности сетей. Принимая во внимание близость их расположения к котельной “Комплекс”, эффективный радиус рассмотрен совместно с этими котельными.

Для определения эффективных зон теплоснабжения от котельной “Комплекс” использована методика, основанная на допущении, что затраты по системе теплоснабжения до каждой зоны пропорциональны ее тепловой нагрузке и расстоянию от источника. При этом система теплоснабжения разбивается на отдельные зоны с расчетом тепловых нагрузок и расстояний по трассам до источника. Усредненное расстояние от источника до центров зон вычисляется по формуле, км

$$L_{cp} = \sum_{i=1}^m Q_i \cdot L_i / Q, \quad (6.1)$$

где Q_i - тепловая нагрузка i – зоны, Гкал/ч; L_i - расстояние от центра зоны до источника тепловой энергии, км; Q - суммарная присоединенная тепловая нагрузка к источнику теплоснабжения, Гкал/ч.

Присоединенная нагрузка к источнику тепловой энергии, Гкал/ч

$$Q = \sum_{i=1}^m Q_i . \quad (6.2)$$

Годовой отпуск теплоты от источника, Гкал/год

$$Q^{\Sigma} = Q \cdot \tau , \quad (6.3)$$

где τ - число часов использования присоединенной тепловой нагрузки, ч/год.

Среднюю себестоимость транспорта теплоты принимаем равной тарифу, тогда годовые затраты по системе будут равны, руб./год

$$Z = Q^{\Sigma} \cdot c_{mp} , \quad (6.4)$$

где c_{mp} - себестоимость транспорта теплоты по системе теплоснабжения, руб./Гкал.

Средние удельные затраты на транспорт теплоты рассчитываются по формуле, руб./Гкал км

$$z = \frac{Z}{Q^{\Sigma} \cdot L_{cp}} . \quad (6.5)$$

Абсолютная величина затрат до каждой зоны (с учетом расстояния до нее) определяется по выражению, руб./год

$$Z_i = z \cdot Q_i \cdot \tau \cdot L_i . \quad (6.6)$$

Сравнивая значения Z_i можно судить об эффективности теплоснабжения каждой зоны. Так при положительном значении теплоснабжение эффективно, при отрицательном – неэффективно. Следовательно и радиус эффективного теплоснабжения определяется из условия $\Delta_i > 0$.

Используя приведенную методику, ниже выполнен расчет эффективности покрытия от котельной “Комплекс” различных зон тепловых нагрузок города. На рис.6.1 показаны зоны теплоснабжения от котельной с учетом существующей и перспективной нагрузки. Число зон составило 9.

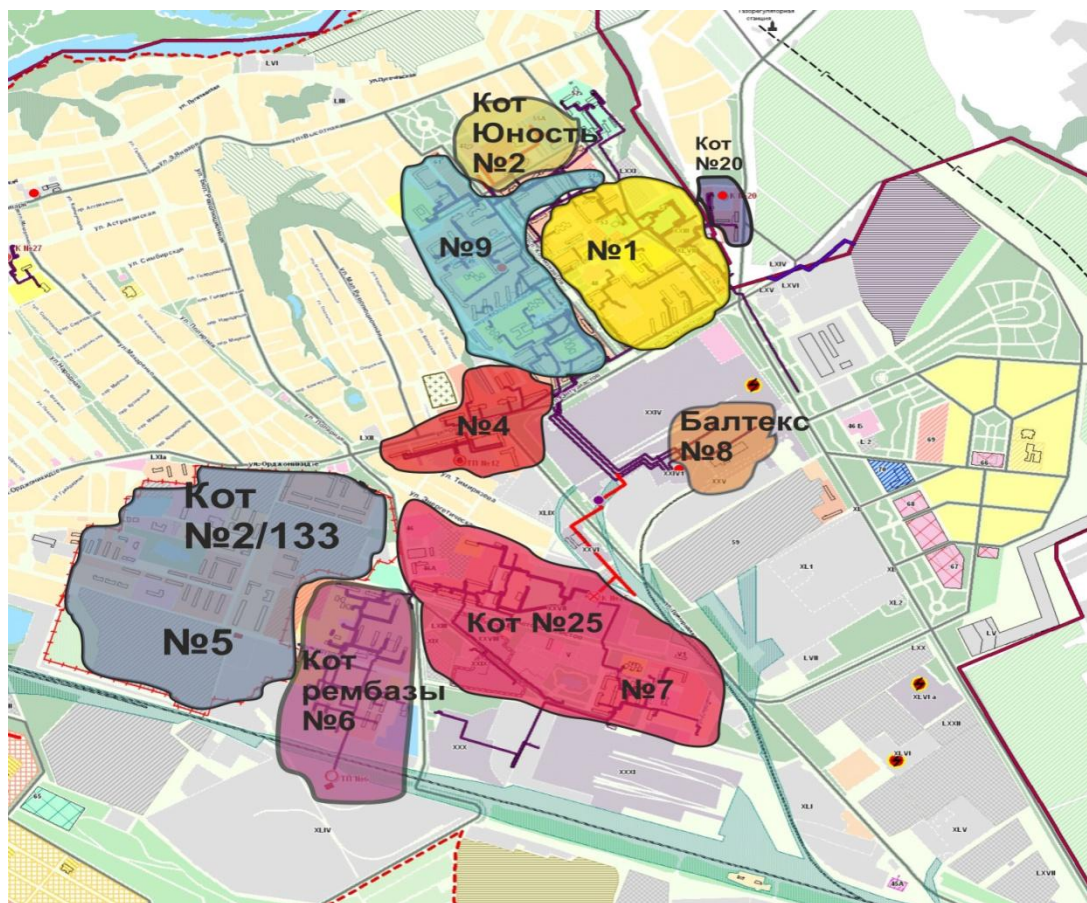


Рис. 6.1- Схема разделения системы теплоснабжения от котельной "Комплекс"

На рис.6.2. показаны значения существующих и перспективных тепловых нагрузок выделенных зон.

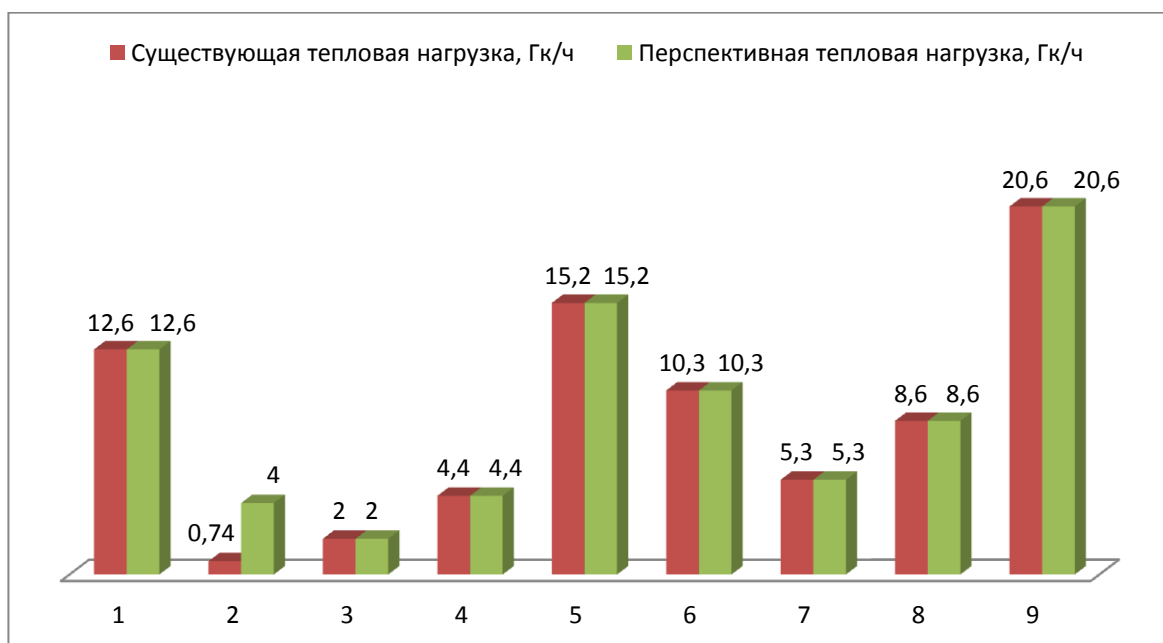


Рис. 6.2- Тепловые нагрузки выделенных зон

Из рис. 6.2 следует, что наибольшую тепловую нагрузку имеют зоны 1,5,6 и 9.

В табл. 6.1. приведены тепловые нагрузки каждой зоны и среднее расстояние от условного центра до источника. Удельная стоимость транспорта теплоты определена в диапазоне 20- 40% от утвержденного тарифа. Такая оценка принята из-за отсутствия данных по удельной стоимости транспорта в эксплуатирующей организации. При тарифе на теплоту во второй половине 2013г., равном 1183 руб./Гкал, удельная стоимость транспорта будет изменяться в пределах $c_{тр}=266,7 - 473,3$ руб/Гкал. В расчетах число часов использования максимальной тепловой нагрузки принято равным 2800 ч/год, тепловые потери в сетях 10%. Результаты расчетов затрат приведены в табл. 6.2. Как видно из таблицы все зоны теплоснабжения, включая перспективную нагрузку (зона 2), имеют меньшие затраты по сравнению со средними затратами, определенными по выражению (6.4). Следовательно, указанные зоны следует обеспечивать тепловой энергией от котельной “Комплекс”. Наибольшее расстояние от источника до выделенных зон (по вектору) составляет 1,8 км (зона 6).

Согласно отчетным данным, существующая тепловая нагрузка котельной “Комплекс” составляет 46 Гкал/ч при загрузке оборудования 20%. Поэтому целесообразно эту котельную догрузить за счет присоединения нагрузок котельных: “Юность”, №20, 2/133, рембазы, №25.

Таблица 6.1

Тепловые нагрузки выделенных зон и расстояния до котельной “Комплекс”

| № зоны | Наименование выделенной зоны | Тепловые нагрузки, Гкал/ч | | Расстояние от источника до центра зоны, км |
|--------|--|---------------------------|---------------|--|
| | | Существующая | Перспективная | |
| 1 | ул. Энтузиастов-ул. Строителей-Сарат. шоссе- ул. Восточная | 12,6 | 12,6 | 1,1 |
| 2 | Кот. “Юность” + перспективная нагрузка | 0,74 | 4 | 1,66 |
| 3 | Котельная №20 | 2 | 2 | 1,15 |
| 4 | ул.Орджоникидзе | 4,4 | 4,4 | 1,16 |
| 5 | Котельная №2/133 | 15,2 | 15,2 | 1,91 |
| 6 | Котельная рембазы | 10,3 | 10,3 | 1,8 |
| 7 | Котельная №25 | 5,3 | 5,3 | 1,1 |
| 8 | Линия Балтекс | 8,6 | 8,6 | 0,51 |
| 9 | Линия АТП | 20,6 | 20,6 | 1,23 |
| | Итого | 79,8 | 83,8 | |

Таблица 6.2

Затраты на транспорт тепловой энергии от котельной “Комплекс”

| Номер зоны | Наименование района города | Затраты на транспорт с учетом удаления потребителя от источника (Z_i), млн. руб./год | | | Разность затрат, млн. руб./год | | |
|------------|--|--|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| | | $c_{тр} = 236,6$ руб./Гкал | $c_{тр} = 355$ руб./Гкал | $c_{тр} = 473,3$ руб./Гкал | $c_{тр} = 236,6$ руб./Гкал | $c_{тр} = 355$ руб./Гкал | $c_{тр} = 473,3$ руб./Гкал |
| 1 | ул. Энтузиастов-ул. Строителей-Сарат. шоссе- ул. Восточная | 7,61 | 11,42 | 15,2 | 53,49 | 81,12 | 108,2 |
| 2 | Кот. “Юность” + перспективная нагрузка | 4,32 | 6,48 | 8,64 | 56,78 | 86,06 | 114,76 |
| 3 | Котельная №20 | 1,13 | 1,71 | 2,28 | 59,97 | 90,83 | 121,12 |
| 4 | Ул.Орджоникидзе | 2,78 | 4,17 | 5,56 | 58,32 | 88,37 | 117,84 |
| 5 | Котельная №2/133 | 15,95 | 23,93 | 31,91 | 45,15 | 68,61 | 91,49 |
| 6 | Котельная рембазы | 6,82 | 15,34 | 20,45 | 54,28 | 77,2 | 102,95 |
| 7 | Котельная №25 | 3,1 | 4,65 | 6,2 | 58 | 87,89 | 117,2 |
| 8 | Линия Балтекс | 2,42 | 3,63 | 4,84 | 58,68 | 88,91 | 118,56 |
| 9 | Линия АТП | 13,93 | 20,9 | 27,9 | 47,17 | 71,64 | 95,5 |
| | Затраты на транспорт без учета удаления потребителя (Z), тыс. руб./год | 61,1 | 92,54 | 123,4 | | | |

Второй по величине присоединенной тепловой нагрузки (39,12 Гкал/ч) является Районная котельная, обеспечивающая около 27% потребности в тепловой энергии города и имеющая протяженные и разветвленные сети. Увеличение тепловой нагрузки в зоне котельной не планируется. На рис.6.3 показаны зоны теплоснабжения от котельной при существующей нагрузке. Число зон составило 6 (шесть).

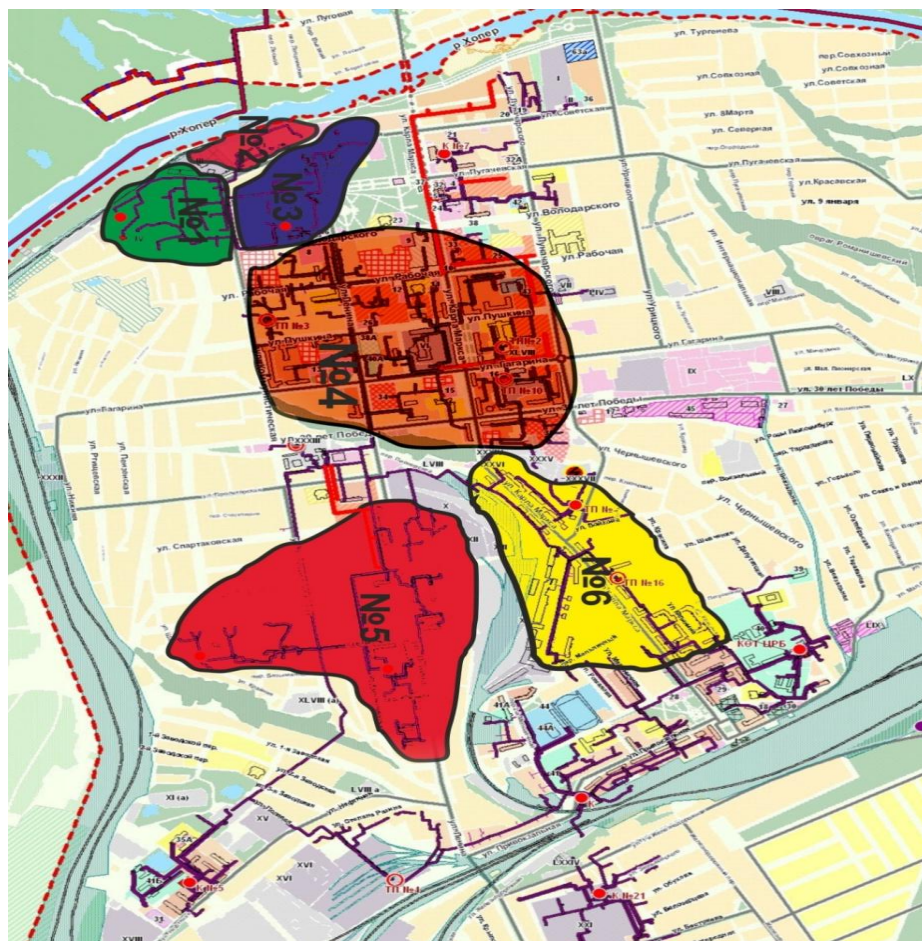


Рис. 6.3- Схема разделения системы теплоснабжения от Районной котельной

На рис.6.4. показаны значения существующих и перспективных тепловых нагрузок выделенных зон.



Рис. 6.4- Тепловые нагрузки выделенных зон

Из рис. 6.4 следует, что наибольшую тепловую нагрузку имеют зоны 4 и 5.

В табл. 6.3. приведены тепловые нагрузки каждой зоны и среднее расстояние от условного центра до источника. Удельная стоимость транспорта теплоты определена в диапазоне 20 - 40% от утвержденного тарифа по причине отсутствия данных по удельной стоимости транспорта в эксплуатирующей организации. При тарифе на теплоту во второй половине 2013г., равном 1479,13 руб./Гкал, удельная стоимость транспорта будет изменяться в пределах $c_{тр} = 295,6 - 591,7$ руб/Гкал. В расчетах число часов использования максимальной тепловой нагрузки принято равным 2800 ч/год, тепловые потери в сетях 10%. Результаты расчетов затрат приведены в табл. 6.4. Как видно из таблицы все зоны теплоснабжения имеют меньшие затраты по сравнению со средними затратами, определенными по выражению (6.4). Следовательно, указанные зоны следует обеспечивать тепловой энергией от районной котельной. Наибольшее расстояние от источника до выделенных зон (по вектору) составляет 1,32 км (зона 2).

Согласно отчетным данным существующая присоединенная тепловая нагрузка котельной составляет 39,12 Гкал/ч, загрузка оборудования 77%. С учетом необходимого резерва следует констатировать, что Районная котельная эксплуатируется с эффективным радиусом.

Таблица 6.3

Тепловые нагрузки выделенных зон и расстояния до Районной котельной

| № зоны | Наименование выделенной зоны | Тепловые нагрузки, Гкал/ч | Расстояние от источника до центра зоны, км |
|--------|--|---------------------------|--|
| 1 | Ул. Коммунистическая- ул. Ревякина | 0,9 | 1,11 |
| 2 | Ул. Советская | 0,6 | 1,32 |
| 3 | Ул. Ленина-ул. Коммунистическая-ул. Володарского | 1,6 | 1,14 |
| 4 | Ул. Ленина-ул. Володарского-ул. 30 лет Победы | 21,6 | 0,6 |
| 5 | Ул. Ленина-ул. Пролетарская-пер. Южный | 9,4 | 0,63 |
| 6 | ТП№4-ул.167 Стрелковой дивизии-ул. К.Маркса | 5 | 0,78 |
| | Итого | 39,12 | |

Таблица 6.4

Затраты на транспорт тепловой энергии от Районной котельной

| Номер зоны | Наименова ние района города | Затраты на транспорт с учетом удаления потребителя от источника (Z_i), млн. руб./год | | | Разность затрат, млн. руб./год | | |
|---------------|--|--|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | | $c_{тр} = 295,8$ руб./Гкал | $c_{тр} = 443,7$ руб./Гкал | $c_{тр} = 591,7$ руб./Гкал | $c_{тр} = 295,8$ руб./Гкал | $c_{тр} = 443,7$ руб./Гкал | $c_{тр} = 591,7$ руб./Гкал |
| 1 | Ул. Коммунист ическая- ул. Ревякина | 1,36 | 2,04 | 2,72 | 34,64 | 51,96 | 69,28 |
| 2 | Ул. Советская | 1,08 | 1,62 | 2,16 | 34,92 | 52,38 | 69,84 |
| 3 | Ул. Ленина-ул. Коммунист ическая-ул. Володарск ого | 2,49 | 3,74 | 5,0 | 33,51 | 50,26 | 67 |
| 4 | Ул. Ленина-ул. Володарс- кого-ул. 30 лет Победы | 17,71 | 26,57 | 35,4 | 18,29 | 27,43 | 36,6 |
| 5 | Ул. Ленина-ул. Пролетар- ская-пер. Южный | 8,09 | 12,15 | 16,2 | 27,91 | 41,85 | 55,8 |
| 6 | ТП№4- ул.167 Стрелко- вой дивизии- ул. К.Маркса | 5,33 | 7,9 | 10,6 | 30,67 | 46,1 | 61,4 |
| | Затраты на транспорт без учета удаления потребите- ля (Z), тыс. руб./год | 36 | 54 | 72 | | | |

6.3 Обоснование включения в схему теплоснабжения источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Выбор установки с комбинированной выработкой теплоты и электроэнергии и места ее расположения

Схема теплоснабжения должна обеспечивать требуемую энергоэффективность в соответствии с Федеральным законом от 23.11. 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации (с изменениями от 8 мая 2010г.)»[2]. Этим законом предусмотрен целый комплекс мероприятий, приведенный, в свою очередь, Федеральном Законе от 27.08.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» [1]. В частности, в качестве действенного способа энергосбережения указывается на «...обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения», а также «централизацию теплоснабжения» []. Комбинированная выработка теплоты и электрической энергии реализует известный принцип теплофикации и дает в конечном итоге системную экономию топлива по сравнению с отдельным способом их производства. Примечательно, что эта экономия оказывается более существенной по сравнению со многими способами энергосбережения, рекомендуемыми для систем теплоснабжения ЖКХ [11].

Выбор типа когенерационной установки, ее электрической и тепловой мощностей определяется на основании технико-экономического анализа с учетом действующих графиков электрических и тепловых нагрузок. В зависимости от конкретных условий определяющим может быть график как электрической, так и тепловой нагрузки. Для систем теплоснабжения ЖКХ уровни потребляемых тепловой и электрической мощностей предполагают использование в качестве теплофикационных когенерационных установок (газотурбинные, газопоршневые) и создание на их основе коммунальных ТЭЦ, располагаемых в городской черте. Это направление в последнее время получило широкое распространение во многих странах.

Сравнение газопоршневых (ГПА) и газотурбинных (ГТУ) и коммунальных ТЭЦ на их основе проводилось неоднократно. Установлено, что для электрических

мощностей более 5 МВт ГТУ-ТЭЦ имеют объективно лучшие технико-экономические показатели по сравнению с ГПА-ТЭЦ. Потребляемая г. Балашовом суммарная электрическая мощность составляет 18–20 МВт, что предполагает применение именно газотурбинных когенерационных установок для сооружения ГТУ-ТЭЦ.

В настоящее время отечественные и зарубежные фирмы-изготовители предлагают когенерационные ГТУ для теплоснабжения, имеющие различные параметры, уровни мощности и величины КПД по выработке электрической энергии. Как правило, они выполняются по простым схемам, реализующим цикл Брайтона с котлом – утилизатором. Системная энергетическая эффективность таких ГТУ зависит не только от электрического КПД и коэффициента использования теплоты топлива (КИТ), но и от степени утилизации в котлах-утилизаторах теплоты отработавших в турбине газов. Примечательно, что различные ГТУ часто имеют отличающиеся электрические КПД по причине различных параметров (степени сжатия, величин температур рабочих тел перед газовой турбиной и компрессором и т.д.), в то время как КИТ отличаются менее значительно. Следует подчеркнуть, что расход топливного газа при работе ГТУ определяется именно электрическим КПД.

Важным фактором при выборе типа ГТУ является степень повышения давления воздуха в компрессоре, оказывающая сильное влияние на электрический КПД. В подавляющем большинстве эта величина находится в пределах 15 -25 (электрический КПД при этом достигает 30 – 33%), что практически исключает возможность непосредственного использования топливного газа городских газопроводов (давлением 0,6 -1,2 Мпа) и требует для его компримирования специального дожимного компрессора. Это приводит к удорожанию установки и некоторому снижению ее топливной экономичности и надежности работы. Существенным недостатком таких ГТУ является также и увеличение расхода топливного газа в периоды отсутствия тепловой нагрузки. Этих недостатков лишены когенерационные ГТУ, реализующие циклы с регенеративным подогревом сжатого в компрессоре воздуха перед его подачей в камеру сгорания. Электрический КПД таких ГТУ достигает 37–40% при включенном регенераторе, а степень повышения давления не превышает 6–10, что делает возможным непосредственное использование

топливного газа городских газопроводов. Кроме того, при отсутствии теплофикационных нагрузок топливная экономичность остается достаточно высокой.

На сегодняшний день только некоторые фирмы-изготовители могут выпускать когенерационные ГТУ с регенеративным подогревом воздуха. В России наиболее готовым к практическому внедрению является газотурбинный агрегат ГТЭ-009М, успешно эксплуатируемый в нескольких городах.

По согласованию с администрацией Балашовского муниципального района принято решение о строительстве ГТ-ТЭЦ№1 с подключением к существующим тепловым сетям и модернизации оставшегося котельного оборудования. Новая ГТ-ТЭЦ№1 позволит обеспечить существенный прирост тепловой нагрузки и заместить нагрузку ряда крупных котельных, позволяя осуществить демонтаж низкоэкономичного оборудования, повысить экономичность и надежность энергоснабжения в целом за счет достигаемой экономии топлива при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии.

Основным назначением ТЭЦ №1 в г. Балашове является комбинированная выработка электрической и тепловой энергии, обеспечивающая системную экономию топлива [17]. На основании анализа графика отпуска электрической энергии г. Балашова было установлено, что максимальная нагрузка составляет 18МВт.

Общие сведения о ГТ-ТЭЦ№1

В составе ГТ-ТЭЦ имеется объединенный главный корпус, в котором устанавливаются 2 когенерационные газотурбинные установки ГТЭ-009М. Энергоблок содержит газотурбинный двигатель с регенеративным воздухоподогревателем РВП 2200-02, водогрейный котел-утилизатор КУВ-23,2 (20,0)–170, турбогенератор ТФЭ 10-2(3×2)/6000. Для покрытия пиковых тепловых нагрузок устанавливаются два газовых водогрейных котла КВ-Г-23,3(20,0)-170. Для одного энергоблока максимальная электрическая мощность - 10 МВт; номинальная тепловая мощность котла утилизатора (КУ) - 23,2 МВт (20 Гкал/ч). Номинальная тепловая мощность пикового котла (ПК) – 23,3 МВт (20 Гкал/ч). Регулирование теплопроизводительности котла утилизатора при работающем РВП осуществляться

за счет пропуска газов помимо пакета поверхностей нагрева через встроенный в котел байпас.

Все оборудование произведено на предприятиях, входящих в группу компаний «Энергомаш». Основные технические характеристики ГТ-ТЭЦ №1 приведены в табл. 5.2. Тепловая схема ГТ-ТЭЦ с одним энергоблоком приведена на рис. 6.5.

Таблица 6.5

Технические характеристики ГТ-ТЭЦ №1 мощностью 18 МВт (эл.) (данные завода-изготовителя)

| п/п | Наименование показателей | Размерность | Величина |
|------|------------------------------------|-------------|-----------------------|
| 1.1. | Газотурбинный двигатель: | | |
| | тип | | ГТ-009М |
| | количество | шт. | 2 |
| | номинальная электрическая мощность | МВт | 9 |
| 1.2. | Котел-утилизатор водогрейный: | | |
| | тип | | КУВ-23,2-170М |
| | количество | шт. | 2 |
| | номинальная мощность | Гкал/ч | 20 |
| 1.3. | Котел водогрейный: | | |
| | тип | | КВ-Г-23,3-170 |
| | количество | шт. | 2 |
| | номинальная мощность | Гкал/ч | 20 |
| 1.4. | Воздушный регенератор | | |
| | тип | | РВП-2200-02 |
| | количество | шт. | 4 |
| 1.5. | Турбогенератор: | | |
| | тип | | ТФЭ-10-2(3х2) /6000УЗ |
| | количество | шт. | 2 |
| | номинальная мощность | МВт | 10 |
| 1.6. | Преобразователь частоты: | | |
| | тип | | ТПЧ-2900/12500У1 |
| | количество | шт. | 2 |
| 1.7. | Трансформатор собственных нужд: | | |
| | тип | | ТСЗС-1000-10,5/0,4 |
| | количество | шт. | 2 |
| 1.8. | Повысительный трансформатор в ОКГ: | | |
| | тип | | ТРСЦДПЧ-16000/10 |
| | количество | шт. | 2 |

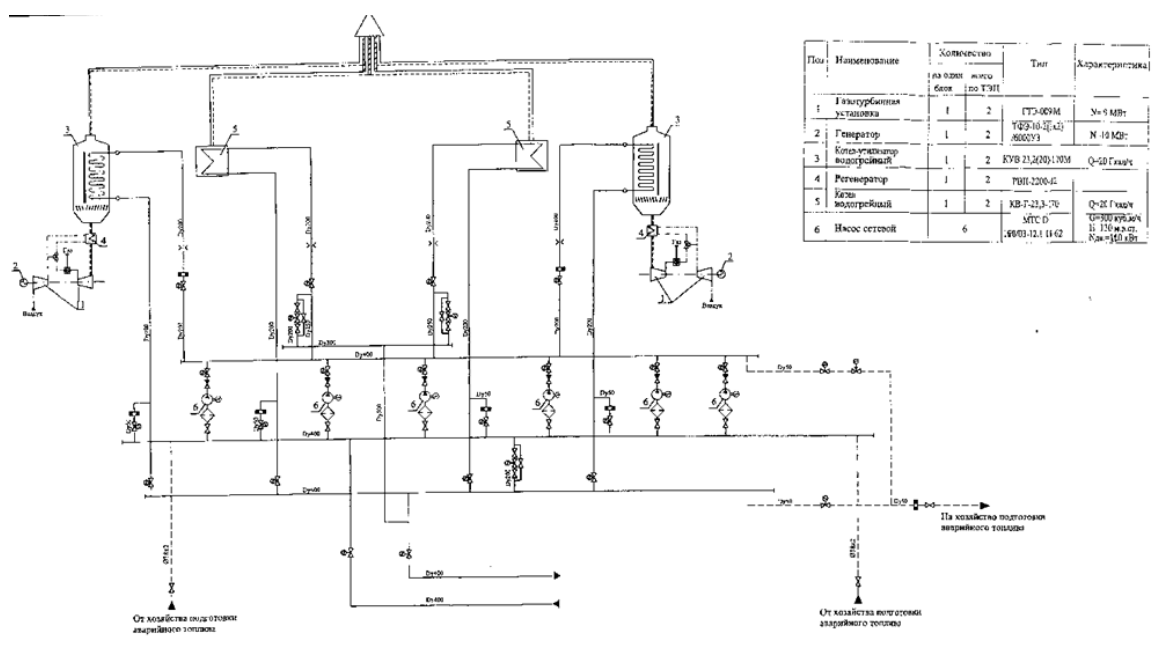


Рис. 6.5- Тепловая схема ГТ-ТЭЦ с двумя энергоблоками

Компоновочные решения ГТ-ТЭЦ№1 приведены в Приложении 3.

6.4. Обоснование предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации (с изменениями от 8 мая 2010г.)» предусматривается целый комплекс мероприятий, направленных на «уменьшение объёма используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования». В системах теплоэнергоснабжения ЖКХ в качестве основных мер предписывается модернизация тепловых источников и тепловых сетей. В связи с этим для повышения надёжности теплоснабжения, увеличения коэффициента загрузки котельных, ликвидации малоэффективных котельных, отказа от аренды частных паровых котельных, покрытия перспективных тепловых нагрузок, обеспечения высоких технико-экономических показателей предлагается осуществить модернизацию схемы теплоснабженияг. Балашова.

К рассмотрению предложены два альтернативных варианта энергоснабжения города на перспективу: **первый** – сооружение ТЭЦ на базе газотурбинных установок

(ГТУ) и модернизация оставшихся котельных, **второй** - модернизация и замена оборудования существующих котельных без использования источника с комбинированной электроэнергии и теплоты. Для сравнения вариантов необходимо соблюдение условий их энергетической и социальной сопоставимости, предусматривающих одинаковый полезный отпуск потребителям энергии заданного качества и мощности; покрытие заданного графика нагрузок потребителей, обеспечением заданного уровня надежности электро- и теплоснабжения. При рассмотрении **второго варианта** электроснабжение города осуществляется из энергосистемы. Тогда выравнивание по отпускаемой электрической энергии осуществляется путем ее покупки (продажи) из энергосистемы.

Выбор наиболее эффективного варианта схемы теплоснабжения осуществляется на основе сравнения суммарных дисконтированных затрат. Для определения эффективности вариантов использована экономико-математическая модель, включающая расчет схем источников теплоснабжения, тепловых сетей, их экономические характеристики и критерии эффективности [5, 6]. Во втором варианте рассматривались те же реконструированные котельные, в которых произведена замена основного и вспомогательного оборудования на современное с улучшенными технико-экономическими показателями. Техническое перевооружение остальных котельных, находящихся вне зоны действия ГТ-ТЭЦ, в сравниваемых вариантах будет одинаковым.

6.5. Обоснование замены основного оборудования котельных

На основании анализа работы котельных в отопительном сезоне 2012 года, размещения основных потребителей и источников теплоснабжения, протяженности и состояния тепловых сетей, намечены основные энергосберегающие мероприятия, реализация которых обеспечит оптимальную загрузку котельных, снижение потребления топливно-энергетических ресурсов и улучшение экологической обстановки. Отметим, что приведение в соответствие перспективных нагрузок с установленной мощностью котельных позволит значительно уменьшить срок окупаемости капитальных затрат.

В качестве базового рассматривается вариант технического перевооружения котельных путем установки котлов с КПД не ниже 90%, а также сооружение блочно-

модульных котельных. Удельные капиталовложения на техническое перевооружение принимаются в пределах $2 \cdot 10^6$ - $3,2 \cdot 10^6$ руб/(Гкал/ч) в зависимости от уровня тепловой мощности. Стоимостные показатели по сооружению новых котельных (включая блочно-модульные), модернизации существующих, прокладки тепловых сетей приняты по согласованию с теплоснабжающими организациями. В зависимости от конкретных условий предпочтительным может оказаться вариант полной замены котельной с изношенными строительными сооружениями, физически и морально устаревшим оборудованием на новую котельную с размещением ее на месте старой, или вблизи нее. При определении мощностей котельных суммарные потери теплоты на собственные нужды и транспорт, приняты равными 5% для всех вариантов.

6.6. Зона теплоснабжения ГТ-ТЭЦ№1

Для выполнения первого варианта по предварительному согласованию с администрацией принято размещение ГТ-ТЭЦ№1 на площадке рядом с котельной №25. Размещение ГТ-ТЭЦ №1 на опорной карте города представлено на рис.6.6.



Рис.6.6- Место расположения ГТ-ТЭЦ №1

Преобразование схемы теплоснабжения по первому варианту требует выбора рациональной структуры источников теплоты, включая ГТ-ТЭЦ№1 и котельные, часть из которых модернизируется, демонтируется, переводится в резерв, а часть нагрузки передается строящимся котельным. Таким образом, основным источником здесь будет вновь сооружаемая ГТ-ТЭЦ№1. Технологическая зона действия ГТ-

ТЭЦ№1 будет включать в себя (или объединять) зоны действия нескольких котельных расположенных в непосредственной близости. В табл.6.6 представлены данные о расчетных тепловых нагрузках котельных, которые передаются на ГТ-ТЭЦ№1.

Таблица 6.6

Расчетные тепловые нагрузки, передаваемые на ГТ-ТЭЦ№1

| № | Наименование котельной, | Единица измерения, Гкал/ч | Подключенная нагрузка | | | |
|---|--------------------------------|---------------------------|-----------------------|-------|--------------------|-------|
| | | | Жилой фонд | | Прочие потребители | |
| | | | отопление | ГВС | отопление | ГВС |
| 1 | Котельная МУП «Комплекс» | Гкал/ч | 35,4 | 3,29 | 9,95 | 1,44 |
| 2 | Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | Гкал/ч | 9,02 | 5,75 | 0,18 | 1,44 |
| 4 | Котельная №25 | Гкал/ч | 4,31 | 0,37 | 0,6 | 0,06 |
| 5 | Котельная Рембазы | Гкал/ч | 5,11 | 0,9 | 4,3 | 0,038 |
| | ИТОГО | Гкал/ч | 53,84 | 10,31 | 15,03 | 2,978 |

Из табл.6.6 следует, что расчетная тепловая нагрузка в зоне действия ГТ-ТЭЦ№1 составит 82,1 Гкал/ч. В связи с этим на ТЭЦ предполагается установка двух газотурбинных установок (ГТУ) марки ГТ-009М электрической мощностью по 9 МВт с регенератором и котлом-утилизатором, а также двух пиковых водогрейных котлов. Электрическая мощность ГТ-ТЭЦ№1 составит 18 МВт, тепловая - 80 Гкал/ч.

Зона теплоснабжения котельной МУП «Комплекс»

Вариант первый.

Котельная МУП «Комплекс» в связи с передачей тепловой нагрузки на ГТ-ТЭЦ№1 исключается из схемы теплоснабжения.

Вариант второй.

В котельной МУП «Комплекс» функционирует физически изношенное оборудование, которое подлежит замене. К тому же котельная работает с предельно низкой загрузкой оборудования. В связи с этим в котельной необходимо заменить оборудование и привести в соответствие установленную мощность.

Зону действия котельной планируется увеличить за счет подключения перспективной нагрузки. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не предусматривается. Установленная мощность котельной определена с учетом

перспективной нагрузки, оптимального режима загрузки оборудования и представлена в таблице 6.7.

Таблица 6.7.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника, адрес. | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|--------------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Районная котельная | Гкал/ч | 53,63 | 65 |

Зона теплоснабжения Районной котельной

Учитывая высокую изношенность основного оборудования районной котельной для повышения надежности, экономичности производства и транспорта тепловой энергии рассмотрен вариант замены основного оборудования с подключением существующих нагрузок и использованием действующих тепловых сетей. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не предусматривается. Установленная мощность котельной определена с учетом перспективной нагрузки, оптимального режима загрузки оборудования и представлена в таблице 6.8.

Таблица 6.8.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника, адрес. | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|--------------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Районная котельная | Гкал/ч | 39,23 | 50 |

Зона теплоснабжения котельной №1

На основании проведенного обследования котельной №1 установлено, что котельная работает минимальными эксплуатационными затратами. Передача части тепловой нагрузки на другие источники и обеспечение перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной не планируется.

Графическое изображение технологической зоны действия котельной №1 представлено в Приложении 2.

Зона теплоснабжения котельной №5

В котельной по ул. Нефтяная, д. 5а эксплуатируется оборудование с низкими показателями тепловой экономичности. В связи с этим предлагается осуществить техническое перевооружение котельной, установив современное, более совершенное котельное и вспомогательное оборудование. В зоне действия котельной планируется

подключение перспективной тепловой нагрузки. С учетом оптимального режима загрузки оборудования определена перспективная установленная мощность котельной. Данные по установленной мощности котельной представлены в таблице 6.9.

Таблица 6.9.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Котельная №5 | Гкал/ч | 4,56 | 5,6 |

Зона теплоснабжения котельной №7

Основное оборудование котельной находится в удовлетворительном состоянии. В связи с этим необходима только реконструкция котельной. Планируется установка современных котлоагрегатов с более высокими показателями тепловой экономичности. Передача тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Имеется перспективная тепловая нагрузка в зоне действия котельной. Данные по установленной мощности котельной представлены в таблице 6.10.

Таблица 6.10.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Котельная №7 | Гкал/ч | 3,904 | 4,8 |

Графическое изображение технологической зоны действия представлено в Приложении 2.

Зона теплоснабжения котельной №20

Учитывая высокий срок службы основного оборудования котельной, для повышения надежности, экономичности производства и транспорта тепловой энергии рассмотрен вариант ее технического перевооружения с подключением существующих нагрузок и использованием действующих тепловых сетей. В соответствии с проектом планировки территории города перспективные нагрузки в зоне действия котельной не предусмотрены. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Данные по установленной мощности представлены в таблице 6.11.

Таблица 6.11.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Котельная №20 | Гкал/ч | 2,037 | 2,5 |

Зона теплоснабжения котельной №21

Для повышения надежности, экономичности производства и транспорта тепловой энергии рассмотрен вариант технического перевооружения с подключением существующих нагрузок и использованием действующих тепловых сетей, аналогично котельной №20. Перспективные нагрузки здесь не предусмотрены. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Данные по установленной мощности представлены в таблице 6.12.

Таблица 6.12.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Котельная №21 | Гкал/ч | 2.2 | 7.32 |

Зона теплоснабжения котельной №23

В котельной предлагается заменить устаревшее оборудование на современное. Передача тепловой нагрузки на другие источники и обеспечение перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной не планируется.

Данные по установленной мощности представлены в таблице 6.13.

Таблица 6.13.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Котельная №23 | Гкал/ч | 7,8 | 9,6 |

Зона теплоснабжения котельной №25

Вариант первый.

Котельная №25 в связи с передачей тепловой нагрузки на ГТ-ТЭЦ №1 исключается из схемы теплоснабжения.

Вариант второй.

Для повышения эффективности работы котельной необходима замена основного оборудования. В соответствии с проектом планировки территории города перспективных нагрузок в зоне действия котельной не предусмотрено. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Данные по установленной мощности и присоединенной нагрузке представлены в таблице 6.14.

Таблица 6.14.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Котельная №25 | Гкал/ч | 6,87 | 9,0 |

Графическое изображение технологической зоны действия котельной №25 представлено в Приложении 2.

Зона теплоснабжения котельной №27

В соответствии с проектом планировки территории города в зоне действия котельной планируется перспективная нагрузка, на основании перспективных балансов тепловой мощности установлено, что на котельной имеется резерв мощности для обеспечения перспективной нагрузки. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется.

Графическое изображение технологической зоны действия котельной №27 приведено в Приложении.

Зона теплоснабжения котельной №28

Изменений в технологической зоне действия котельной не предусмотрено.

Зона теплоснабжения котельной №28 по (ул. Энергетическая)

Изменений в технологической зоне действия котельной не предусмотрено.

Зона теплоснабжения котельной №2/139 ЭРТ №1 РЭУ №1

Вариант первый.

Котельная №2/139 ЭРТ №1 РЭУ №1 в связи с передачей тепловой нагрузки на ГТ-ТЭЦ №1 исключается из схемы теплоснабжения.

Вариант второй.

Для повышения экономичности, надежности и качества теплоснабжения необходима замена основного и вспомогательного оборудования котельной. В соответствии с проектом планировки территории города перспективных нагрузок в зоне действия котельной не предусмотрено. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Данные по установленной мощности и присоединенной нагрузке представлены в таблице 6.15.

Таблица 6.15.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|-----------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Котельная №2/139 ЭРТ №1 РЭУ | Гкал/ч | 29,9 | 32 |

Графическое изображение технологической зоны действия котельной №2/139 ЭРТ №1 РЭУ №1 представлено в Приложении 2.

Зона теплоснабжения котельной «Рембаза»

Вариант первый.

Котельная «Рембаза» в связи с передачей тепловой нагрузки на ГТ-ТЭЦ №1 исключается из схемы теплоснабжения.

Вариант второй.

Для повышения экономичности, надежности и качества теплоснабжения необходима замена основного и вспомогательного оборудования котельной. В соответствии с проектом планировки территории города перспективных нагрузок в зоне действия котельной не предусмотрено. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Данные по установленной мощности и присоединенной нагрузке представлены в таблице 6.16.

Таблица 6.16.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

| Наименование источника | Единицы измерения | Присоединенная тепловая нагрузка | Установленная мощность |
|------------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Котельная «Рембаза» | Гкал/ч | 10,3 | 14 |

Графическое изображение технологической зоны действия котельной «Рембаза» представлено в Приложении 2.

6.7. Перспективные балансы установленной и подключенной мощности источников тепловой энергии

Перспективные балансы установленной и подключенной мощности источников теплоснабжения г. Балашова составлены с учетом роста тепловой нагрузки и нового строительства котельных, описанных в разделе 2. На основании этих данных в табл. 6.17 – 6.30 представлены балансы установленной и присоединенной нагрузки источников тепловой энергии.

Таблица 6.17

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной МУП «Комплекс»(вариант второй)

| № | | Едини- ца изме- нения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|--|-----------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощность | Гкал/ч | 252,5 | 252,5 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 252,5 | 252,5 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 56,93 | 56,93 | 57,49 | 57,49 | 57,49 | 57,49 | 57,49 | 57,49 | 57,49 | 57,49 | 57,49 | 57,49 | 57,75 | 57,75 | 57,75 | 58,09 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 51,50 | 51,50 | 52,01 | 52,01 | 52,01 | 52,01 | 52,01 | 52,01 | 52,01 | 52,01 | 52,01 | 52,01 | 52,25 | 52,25 | 52,25 | 52,54 |
| | Потери тепловой мощности в сетях | Гкал/ч | 4,03 | 4,03 | 4,07 | 4,07 | 4,07 | 4,07 | 4,07 | 4,07 | 4,07 | 4,07 | 4,07 | 4,07 | 4,08 | 4,08 | 4,08 | 4,11 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0,507 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,24 | 0 | 0 | 0,296 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 195,57 | 195,6 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,25 | 7,25 | 7,25 | 6,91 |

Таблица 6.18

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной 2/139 (вариант второй)

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 53,65 | 53,65 | 53,65 | 53,65 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 53,65 | 53,65 | 53,65 | 53,65 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 | 33,06 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 | 29,90 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 | 2,34 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 20,59 | 20,59 | 20,59 | 20,59 | 2,94 | 2,94 | 2,94 | 2,94 | 2,94 | 2,94 | 2,94 | 2,94 | 2,94 | 2,94 | 2,94 | 2,94 |

Таблица 6.19

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной «Рембаза»(вариант второй)

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|--|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощность | Гкал/ч | 26,6 | 26,6 | 26,6 | 26,6 | 26,6 | 26,6 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 26,6 | 26,6 | 26,6 | 26,6 | 26,6 | 26,6 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 | 11,39 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 |
| | Потери тепловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 15,21 | 15,21 | 15,21 | 15,21 | 15,21 | 15,21 | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 2,61 |

Таблица 6.20

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия районной котельной

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 65,6 | 65,6 | 65,6 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 65,6 | 65,6 | 65,6 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 41,96 | 41,96 | 42,5 | 42,5 | 42,5 | 42,5 | 42,5 | 43,37 | 43,37 | 43,37 | 43,37 | 43,37 | 43,37 | 43,37 | 43,37 | 43,37 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 37,96 | 37,96 | 38,45 | 38,45 | 38,45 | 38,45 | 38,45 | 39,23 | 39,23 | 39,23 | 39,23 | 39,23 | 39,23 | 39,23 | 39,23 | 39,23 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 2,97 | 2,97 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,07 | 3,07 | 3,07 | 3,07 | 3,07 | 3,07 | 3,07 | 3,07 | 3,07 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0,486 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,787 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 23,64 | 23,64 | 23,1 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 6,63 | 6,63 | 6,63 | 6,63 | 6,63 | 6,63 | 6,63 | 6,63 | 6,63 |

Таблица 6.21

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №1

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 | 10,3 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 | 6,36 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 | 37,97 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 | 2,97 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 | 3,94 |

Таблица .6.22

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №5

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 4,835 | 4,835 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 4,835 | 4,835 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 4,65 | 4,65 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 | 5,04 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 4,21 | 4,21 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 | 4,56 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0,33 | 0,33 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0,349 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 0,185 | 0,185 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 |

Таблица 6.23

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №7

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 4,79 | 4,79 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 4,79 | 4,79 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 2,68 | 2,68 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 | 4,32 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 2,421 | 2,421 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 | 3,904 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0,19 | 0,19 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 1,483 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 2,11 | 2,11 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 |

Таблица 6.24

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №20

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощность | Гкал/ч | 3,75 | 3,75 | 3,75 | 3,75 | 3,75 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 3,75 | 3,75 | 3,75 | 3,75 | 3,75 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 | 2,037 |
| | Потери тепловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности | Гкал/ч | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |

Таблица 6.25

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №21

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 7,32 | 7,32 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 7,32 | 7,32 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 2,42 | 2,42 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,53 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 2,194 | 2,194 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 | 2,287 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0,17 | 0,17 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0,093 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 4,9 | 4,9 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 |

Таблица 6.26

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №23

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 17,92 | 17,92 | 17,92 | 17,92 | 17,92 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 17,92 | 17,92 | 17,92 | 17,92 | 17,92 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 | 8,62 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 | 7,801 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 9,3 | 9,3 | 9,3 | 9,3 | 9,3 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 |

Таблица 6.27

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №25(вариант второй)

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 | 7,6 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 | 6,872 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |

Таблица 6.28

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №27

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 3,16 | 3,16 | 3,16 | 3,16 | 3,16 | 3,16 | 3,16 | 3,27 | 3,27 | 3,27 | 3,27 | 3,27 | 3,77 | 3,77 | 3,77 | 3,77 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 2,86 | 2,86 | 2,86 | 2,86 | 2,86 | 2,86 | 2,86 | 2,959 | 2,959 | 2,959 | 2,959 | 2,959 | 3,41 | 3,41 | 3,41 | 3,41 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,23 | 0,23 | 0,23 | 0,23 | 0,23 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,099 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,451 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 2,54 | 2,54 | 2,54 | 2,54 | 2,54 | 2,54 | 2,54 | 2,43 | 2,43 | 2,43 | 2,43 | 2,43 | 1,93 | 1,93 | 1,93 | 1,93 |

Таблица 6.29

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №28

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |

Таблица 6.30

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №28 (Энергетическая,6)

| № | | Едини- ца изме- рения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Установленная мощ- ность | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 |
| | Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 |
| | Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| | Подключенная нагрузка | Гкал/ч | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 | 0,043 |
| | Потери теп- ловой мощности в сетях | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Перспективная нагрузка | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощнос-ти | Гкал/ч | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |

6.8. Покрытие перспективной тепловой нагрузки

Перспективная тепловая нагрузка будет обеспечиваться существующими и новыми источниками теплоснабжения. В табл. 6.31 представлены данные по источникам, обеспечивающим покрытие перспективных тепловых нагрузок.

Таблица 6.31

Источники теплоты обеспечивающие покрытие перспективной нагрузки

| Район | Обозначение застройки по генплану | Наименование | Суммарная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч | Источника теплоснабжения (вариант первый) | Источника теплоснабжения (вариант второй) | Год ввода в эксплуатацию, год |
|-------|-----------------------------------|--|---|---|---|-------------------------------|
| | 25 | Детский сад на 120 мест | 0,243 | Котельная Районная | Котельная Районная | 2015 |
| 1 | 26 | Детский сад на 120 мест | 0,243 | Котельная Районная | Котельная Районная | 2015 |
| 1 | 20 | Школа на 1100 учащихся | 1,483 | Котельная №7 | Котельная №7 | 2015 |
| 1 | 27 | Детский сад на 120 мест | 0,243 | Котельная Районная | Котельная Районная | 2020 |
| 1 | 2 | Городская поликлиника на 600 посещений | 0,316 | Котельная Районная | Котельная Районная | 2020 |
| 2 | 28 | Детский сад на 120 мест | 0,225 | Котельная Районная | Котельная Районная | 2020 |
| 2 | 29 | Детский сад на 140 мест | 0,349 | Котельная №5 | Котельная №5 | 2015 |
| 3 | 30 | Детский сад на 80 мест | 0,184 | ИТГ | ИТГ | 2020 |
| 4 | II | Баня на 150 посещений | 0,093 | Котельная №21 | Котельная №21 | 2015 |
| 5 | III | Баня на 150 посещений | 0,099 | Котельная №27 | Котельная №27 | 2020 |
| 5 | 34 | Детский сад на 200 мест | 0,451 | Котельная №27 | Котельная №27 | 2025 |
| 6 | 18 | Гостиница на 200 мест | 0,286 | ГТ-ТЭЦ№1 | Котельная МУП "Комплекс" | 2025 |
| 6 | 35 | Детский сад на 120 мест | 0,243 | ГТ-ТЭЦ№1 | Котельная МУП "Комплекс" | 2015 |
| 6 | 17 | Диагностический центр | 0,264 | ГТ-ТЭЦ№1 | Котельная МУП "Комплекс" | 2015 |
| 6 | VIII | Пожарное депо 6 машин | 0,24 | ГТ-ТЭЦ№1 | Котельная МУП | 2025 |

| Район | Обозначение застройки по генплану | Наименование | Суммарная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч | Источника теплоснабжения (вариант первый) | Источника теплоснабжения (вариант второй) | Год ввода в эксплуатацию, год |
|-------|-----------------------------------|-------------------------|---|---|---|-------------------------------|
| | | | | | "Комплекс" | |
| 7 | VI | Пожарное депо 8 машин | 0,296 | ГТ-ТЭЦ№1 | Котельная МУП "Комплекс" | 2028 |
| 8 | V | Пожарное депо 6 машин | 0,222 | ИТГ | ИТГ | 2020 |
| 8 | 3 | Гостиница на 400 мест | 0,324 | ИТГ | ИТГ | 2020 |
| 8 | 32 | Детский сад на 80 мест | 0,179 | ИТГ | ИТГ | 2025 |
| 8 | 8 | Школа искусств | 0,319 | ИТГ | ИТГ | 2025 |
| 8 | 31 | Детский сад на 120 мест | 0,243 | ИТГ | ИТГ | 2020 |
| 8 | 37 | Детский сад на 80 мест | 0,203 | ИТГ | ИТГ | 2015 |
| 8 | 22 | Школа на 275 учащихся | 0,496 | ИТГ | ИТГ | 2025 |
| 8 | 33 | Детский сад на 80 мест | 0,203 | ИТГ | ИТГ | 2025 |
| 9 | 36 | Детский сад на 120 мест | 0,268 | ГТ-ТЭЦ№1 | Котельная МУП "Комплекс" | 2020 |
| 9 | 23 | Школа на 275 учащихся | 0,47 | ГТ-ТЭЦ№1 | Котельная МУП "Комплекс" | 2025 |

Из таблицы видим, что покрытие перспективной тепловой нагрузки Завокзального района будет обеспечиваться индивидуальными теплогенераторами (ИТГ). Остальная перспективная нагрузка будет обеспечиваться существующими источниками с расширением технологических зон их действия.

6.9. Строительство новых котельных и необходимые инвестиции

Строительство новых котельных для покрытия перспективных и существующих тепловых нагрузок г. Балашова не планируется.

Глава 7. Решения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей

7.1. Обоснования нового строительства тепловых сетей для отпуска тепловой энергии от источников

Для отпуска тепловой энергии от ГТ-ТЭЦ необходимо сооружение новых теплопроводов. В связи с этим обязательным является проведение гидравлического расчета тепловой сети с определением диаметров участков, потерь давления и располагаемых напоров в характерных точках. Учитывая использование новых и части существующих сетей, температурный график транзитной тепловой сети принят равным 115/70 °С. КПД тепловых сетей принят равным 0,95, гидравлическое сопротивление источника - 0,15 МПа. Перепад давлений в наиболее удаленной точке сети принят 0,2 МПа. Ситуационный план трассировки сетей от источников с указанием узловых точек показаны на рис. 7.1.

Ситуационный план трассировки сетей от ГТ-ТЭЦ№1 с указанием узловых точек показан на рис. 7.1. Прокладку сетей предполагается выполнить вдоль автомобильных дорог надземным или подземным способом с обязательным переходом на подземный внутри жилых кварталов.

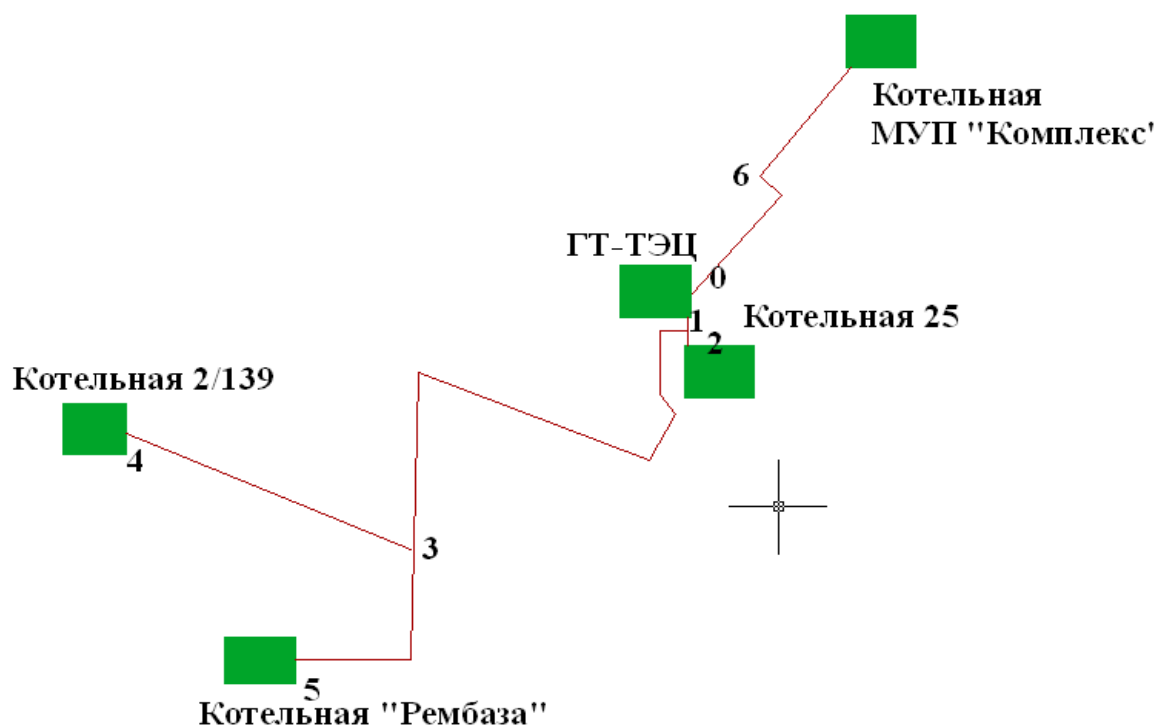


Рис. 7.1- Трассировка тепловых сетей и расположение районов теплопотребления, подключаемых к источнику.

Выделенные цветом объекты соответствуют зданиям, сооружаемым в перспективе.

Результаты гидравлического расчета основной магистрали и ответвлений приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Гидравлический расчет участков сети от котельной Южного района

| участок | Длина участка, м | Нагрузка участка, Гкал/ч | Расход, кг/с | Внутренний диаметр, мм | Линейная потеря давления, Па/м | Доля местных потерь давления | Общая потеря давления, кПа | Скорость воды на участке, м/с |
|---------|------------------|--------------------------|--------------|------------------------|--------------------------------|------------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| 0-1 | 30,00 | 47,00 | 304,43 | 500,00 | 48,04 | 0,33 | 1,92 | 1,60 |
| 1-2 | 30,00 | 6,87 | 44,50 | 311,00 | 12,41 | 0,13 | 0,42 | 0,61 |
| 1-3 | 1180,00 | 40,20 | 260,39 | 414,00 | 94,66 | 0,31 | 145,94 | 2,00 |
| 3-4 | 600,00 | 29,90 | 193,67 | 414,00 | 52,37 | 0,26 | 39,73 | 1,49 |
| 3-5 | 380,00 | 10,30 | 66,72 | 219,00 | 175,92 | 0,16 | 77,22 | 1,83 |
| 0-6 | 310,00 | 52,20 | 338,12 | 500,00 | 59,25 | 0,35 | 24,79 | 1,78 |
| | | | | | | | 290,02 | |

Перепад давления, развиваемый насосами, с учетом запаса составит

$$\Delta p_{сн} = 1,05 \cdot \left[\Delta p_{ум} + \Delta p_n + 2 \cdot \left(\sum_{i=1}^I \Delta p_i \right) \right] = 1,05 \cdot (0,15 + 0,1 + 2 \cdot (0,29)) = 0,87 \text{ МПа}$$

$$\text{Подача сетевых насосов } V_{сн} = 1,05 \cdot \frac{G_{св}}{\rho} = 1,05 \cdot \frac{642 \cdot 3600}{968} = 2507 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

На источнике предлагается установить насосы общей производительностью 2507 м³/ч, располагаемым напором 100 м вод. ст. и КПД 82%. Обеспечение требуемой производительности осуществляется количеством включенных насосов.

Расчет стоимости строительства тепловой сети представлен в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Стоимость строительства тепловой сети

| участок | Длина участка, м | Диаметр условный, мм | Стоимость, млн.руб |
|--------------|------------------|----------------------|--------------------|
| 0-1 | 30,00 | 500,00 | 2,1 |
| 1-2 | 30,00 | 300,00 | 1,3 |
| 1-3 | 1180,00 | 400,00 | 73,1 |
| 3-4 | 600,00 | 400,00 | 37,2 |
| 3-5 | 380,00 | 200,00 | 10,4 |
| 0-6 | 310,00 | 500,00 | 21,7 |
| Итого | | | 145,8 |

Стоимость строительства новой тепловой сети в ценах на перспективу 2016 год составляет примерно 145,8 млн. руб.

7.2. Обоснования реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса

Тепловые сети являются наиболее уязвимым звеном в системе теплоснабжения т.к. стальные трубы наиболее подвержены коррозии. При эксплуатации сетей 15-20 лет трубопроводы становятся аварийными, ремонт локальных аварий становится не эффективным. В связи с высоким износом тепловых сетей теплоснабжающим организациям необходимо произвести капитальный ремонт тепловых сетей заменяя на новые с более высокими технологическими характеристиками улучшающими эксплуатационные качества. Отмечено, что 45% тепловых сетей в г. Балашов изношено и нуждается в замене. Для решения этих проблем необходимы масштабные инвестиции. Величина инвестиций на капитальный ремонт изношенных участков определена исходя из протяженности и среднего диаметра. Общая стоимость перекладки ветхих тепловых сетей отопления и ГВС, принадлежащих г. Балашов составляет 0,5 млрд.руб.

Глава 8. Перспективные топливные балансы

8.1. Расчет перспективных расходов основного вида топлива

Перспективные топливные балансы рассчитывались для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах поселения по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе планируемого периода.

Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах поселения по видам основного, резервного и аварийного топлива, представлены в табл.8.2.

Таблица 8.2.

Перспективные топливные балансы

| Наименование котельной | Вариант первый | | Вариант второй | |
|------------------------|--|--|--|--|
| | Приход основного топлива млн. м ³ (природный газ) | Расход основного топлива млн. м ³ (природный газ) | Приход основного топлива млн. м ³ (природный газ) | Расход основного топлива млн. м ³ (природный газ) |
| ГТ-ТЭЦ №1 | 58,3 | 58,3 | - | - |

| Наименование котельной | Вариант первый | | Вариант второй | |
|---------------------------------|--|--|--|--|
| | Приход основного топлива млн. м ³ (природный газ) | Расход основного топлива млн. м ³ (природный газ) | Приход основного топлива млн. м ³ (природный газ) | Расход основного топлива млн. м ³ (природный газ) |
| ГТ-ТЭЦ№1 | 58,3 | 58,3 | - | - |
| Котельная МУП «Комплекс» | - | - | 18,9 | 18,9 |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | - | - | 10,6 | 10,6 |
| Котельная Районная | 13,85 | 13,85 | 13,85 | 13,85 |
| Котельная №1 | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 |
| Котельная №5 | 1,61 | 1,61 | 1,61 | 1,61 |
| Котельная №7 | 1,37 | 1,37 | 1,37 | 1,37 |
| Котельная №20 | 0,720 | 0,720 | 0,720 | 0,720 |
| Котельная №21 | 0,808 | 0,808 | 0,808 | 0,808 |
| Котельная №23 | 2,75 | 2,75 | 2,75 | 2,75 |
| Котельная №25 | - | - | 2,42 | 2,42 |
| Котельная №27 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 |
| Котельная №28 | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 |
| Котельная «Рембазы» | - | - | 3,65 | 3,65 |
| Котельная на ул. Энергетическая | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 |

Из рассмотрения таблицы следует, что перспективный расход топлива при реализации первого варианта увеличился на 25,14млн. м³/год в связи с увеличением тепловой нагрузки и вводом в эксплуатацию новых источников теплоснабжения.

8.2. Расчеты нормативных запасов аварийных видов топлива

Технологическими и режимными мероприятиями не предусматривалось наличие систем резервного топливохранения (РТХ) в котельных

Глава 9. Обеспечение надежности теплоснабжения

Надежность системы теплоснабжения, определяемая, нарушениями в подаче тепловой энергии потребителям, отклонениями параметров теплоносителя, зависит от

надлежащей эксплуатации теплоэнергетического оборудования и теплосетей. Исходя из этого, в качестве показателей, характеризующих надежность работы системы теплоснабжения, приняты следующие индикаторы:

- уровень потерь (Гкал/км), определяемый отношением объема потерь тепловой энергии к протяженности сетей;
- удельный вес сетей, нуждающихся в замене (%), определяемый отношением протяженности сетей, нуждающихся в замене, к протяженности всех сетей;
- индекс замены оборудования (%), определяемый отношением количества замененного оборудования к количеству установленного оборудования.

С целью повышения надежности систем теплоснабжения на период до 2028 года предусмотрена реализация следующих мероприятий:

- модернизация оборудования теплоисточников;
- модернизация тепловых пунктов;
- перекладка сетей.

Глава 10. Эффективность технического перевооружения, модернизации и реконструкции системы теплоснабжения г. Балашова

10.1. Обоснование инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

При реализации одного из вариантов потребуются масштабные инвестиции в систему теплоснабжения.

При реализации первого варианта капиталовложения в ГТ-ТЭЦ№1 определялись по формуле, руб:

$$K_{ГТ-ТЭЦ} = k_{ГТ-ТЭЦ} \cdot N_y, \quad (10.1)$$

где $k_{ГТ-ТЭЦ}$ – удельная стоимость ГТ-ТЭЦ№1, руб./кВт; N_y – установленная электрическая мощность ГТ-ТЭЦ№1, кВт.

Для выдачи тепловой энергии от ГТ-ТЭЦ№1 необходимо строительство магистральных сетей суммарной протяженностью 2530 м в двухтрубном исполнении диаметрами 250-500мм.

Капиталовложения в тепловые сети рассчитаны по выражению, руб.:

$$K_{\text{тс}} = A_{\text{инф}} \cdot B \cdot \sum_{j=1}^m k_j l_j, \quad (10.2)$$

где $A_{\text{инф}}$ – коэффициент, учитывающий изменение стоимости сетей в текущем году по сравнению с базовым (для 2013 г. $A_{\text{инф}}=5,6$); B – коэффициент, учитывающий прочие затраты в сооружение сетей (принимается в пределах 1,35-1,65); k_j – стоимость одного километра j -го участка трубопровода, руб/км; l_j – длина j -го участка, км; m – число участков.

Стоимость источника и сетей рассчитаны при следующих исходных данных: $k_{\text{ГТ-ТЭЦ}}=1440$ долл./кВт, курс рубля по отношению к доллару – 30 руб./долл., $N_y=18000$ кВт, $A_{\text{инф}}=5,6$, $B=1,5$, k_j – в соответствии с федеральными расценками в зависимости от диаметра участка, l_j – по данным раздела 7. Принята надземная прокладка сети с пенополиуретановой изоляцией. Так как конструкция теплопроводов тепловых сетей с ППУ изоляцией выгодно отличается от тепловых сетей по сравнению с другими видами тепловой изоляции тем что, она имеет систему оперативного дистанционного контроля (ОДК), нет необходимости защиты от блуждающих токов.

Стоимость модернизации и технического перевооружения котельных принималась на уровне 1500-2000руб/МВт в зависимости от мощности источника.

Результаты расчетов капиталовложений в систему теплоснабжения приведены в табл. 10.1

Таблица 10.1

| Величина капитальных вложений | | | | |
|-------------------------------|---|-------------------|--|--------------|
| № | Наименование объекта | Единицы измерения | Стоимость варианта развития схемы теплоснабжения | |
| | | | первый | второй |
| 1 | Строительство ГТ-ТЭЦ №1 | млн. руб. | 1250 | - |
| 2 | Строительство новых тепловых сети | млн. руб. | 145,8 | - |
| 3 | Капитальный ремонт изношенных тепловых сетей | млн. руб. | 510 | 510 |
| 4 | Модернизации и техническое перевооружение котельных | млн. руб. | 130 | 334,1 |
| 5 | Установка ИТГ | млн. руб. | 0,45 | 0,45 |
| 6 | Всего по системе теплоснабжения города | млн. руб. | 2036,25 | 844,5 |

Таблица 10.1

Потребные капиталовложения в объекты теплоснабжения г. Балашов для ее совершенствования(первый вариант), млн. руб.

| Наименование объекта | Всего, млн.руб | Реализация программы по годам | | | | | | | | | | | | | | | | Обоснование мероприятий |
|---|-------------------|-------------------------------|------|--------|------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | |
| ТЭЦ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ГТ-ТЭЦ№1 | 1250 | | | 625 | 625 | | | | | | | | | | | | | |
| Котельные | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная Районная | 81,2 | | | 40,6 | 40,6 | | | | | | | | | | | | | Повышение надежности, экономичности про- изводства тепловой энергии инженерного обеспечение существующих потребителей, поскольку оборудование физически изношено и надежность теплоснабжения крайне низкая |
| Котельная №1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная №5 | 10,2 | | | 10,2 | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная №7 | 9,6 | | | 9,6 | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная №20 | 5,1 | | | | | | 5,1 | | | | | | | | | | | |
| Котельная №21 | 5,8 | | | 2,9 | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная №23 | 18,1 | | | | | | 18,1 | | | | | | | | | | | |
| Итого | 130 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Тепловые сети | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Строительство новых тепловых сетей | 145,8 | | | 72,9 | 72,9 | | | | | | | | | | | | | |
| Замена ветхих тепловых сетей | 510 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | |
| Итого | 655,8 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Установка индивидуальных теплогенераторов | 0,45 | | | 0,15 | 0,15 | 0,15 | | | | | | | | | | | | Инженергноеобесмпе- чение новых объектов |
| Итого | 0,45 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Всего по системе | 2036,25 | 33,3 | 33,3 | 794,65 | 772 | 33,45 | 56,5 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 |

Таблица 10.2

Потребные капиталовложения в объекты теплоснабжения г. Балашов для ее совершенствования(второй вариант), млн. руб.

| Наименование объекта | Всего, млн.руб | Реализация программы по годам | | | | | | | | | | | | | | | | Обоснование мероприятий |
|---|-------------------|-------------------------------|-------------|--------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | |
| Котельные | | | | | | | | | | | | | | | | | | Повышение надежности, экономичности про-изводства тепловой энергии инженерного обеспечение существующих потребителей, поскольку оборудование физически изношено и надежность теплоснабжени я крайне низкая |
| Котельная МУП «Комплекс» | 97,5 | | | 97 | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная № 2/139 ЭРТ №1РЭУ №1 | 64,8 | | | | 64,8 | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная Районная Котельная №1 | 81,2 | | | 40,6 | 40,6 | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная №5 | 10,2 | | | 10,2 | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная №7 | 9,6 | | | 9,6 | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная №20 | 5,1 | | | | | | 5,1 | | | | | | | | | | | |
| Котельная №21 | 5,8 | | | 2,9 | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная №23 | 18,1 | | | | | | 18,1 | | | | | | | | | | | |
| Котельная №25 | 16,6 | | | 16,6 | | | | | | | | | | | | | | |
| Котельная "Рембазы" | 25,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | 334,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Тепловые сети | | | | | | | | | | | | | | | | | | Инженерноеоб есмпечение новых объектов |
| Строительство новых тепловых сетей | 0 | | | 72,9 | 72,9 | | | | | | | | | | | | | |
| Замена ветхих тепловых сетей | 510 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | |
| Итого | 510 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Установка индивидуальных теплогенераторов | 0,45 | | | 0,15 | 0,15 | 0,15 | | | | | | | | | | | | Повышение надежности, экономичности транспорта тепловой энергии |
| Итого | 0,45 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Всего по системе | 844,55 | 33,3 | 33,3 | 283,2 5 | 211,8 | 33,45 | 56,5 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | |

10.2. Расчеты итоговых технико-экономических показателей перспективной схемы теплоснабжения г. Балашова

Технико-экономическая эффективность схемы теплоснабжения определяется по методическим рекомендациям оценки эффективности инвестиционных проектов [13]. Применяются следующие критерии: интегральный эффект (чистый дисконтированный доход), индекс доходности, внутренняя норма доходности и срок окупаемости капиталовложений. Принятие решения об эффективности инвестиционного проекта осуществляется на основе качественного анализа перечисленных показателей.

Величина интегрального эффекта за расчетный период T_n вычисляется по формуле, руб.:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{ин} = \sum_{t=1}^{T_n} (C_Q Q_m^2 + C_{\mathcal{E}} \mathcal{E}^2 - C_m B_{TЭЦ}^2 - C_m B_K^2 - I_{ун}^{TЭЦ} - I_{ун}^K - I_{ун}^{мс} - \\ - C_{\mathcal{E}} \mathcal{E}_{уд} Q_m^2) (1-n)(1+E)^{-t} - K \end{aligned} \quad (10.1)$$

где C_Q – тариф на тепловую энергию, руб/Гкал; $Q_T^Г$ – количество отпускаемой тепловой энергии, Гкал/год; $C_{\mathcal{E}}$ – тариф на электрическую энергию, руб/кВт ч; $\mathcal{E}^Г$ – отпуск электрической энергии, кВт ч/год; $B_{TЭЦ}^Г, B_K^Г$ – расходы топлива на ТЭЦ и котельных, м³/год; $I_{ун}^{TЭЦ}, I_{ун}^K, I_{ун}^{тс}$ – условно постоянные затраты (амортизация, ремонты, обслуживание) на источниках и в тепловых сетях, руб/год; $\mathcal{E}_{уд}$ – удельные затраты электроэнергии на перекачку сетевой воды, кВт·ч/Гкал; n – коэффициент, учитывающий налоги, E – норма дисконта; K – дисконтированные капиталовложения в источники и тепловые сети, руб., T_n – рассматриваемый интервал времени работы системы, год.

Индекс доходности или рентабельность капиталовложений определяется выражением:

$$J_D = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^{T_{сл}} \left(R_t - I_t \right) \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (10.2)$$

$$K = \sum_{t=0}^{T_{\text{сл}}} K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (10.3)$$

где R_t, I_t – выручка от реализации электроэнергии и теплоты в год t , руб.

Проект считается эффективным при условии $J_D > 1$.

Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой такую норму дисконта $E_{\text{вн}}$, при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям и находится в результате решения уравнения:

$$\sum_{t=0}^{T_{\text{сл}}} \frac{R_t - I_t}{(1+E_{\text{вн}})^t} = \sum_{t=0}^{T_{\text{сл}}} \frac{K_t}{(1+E_{\text{вн}})^t}. \quad (10.4)$$

Полученное значение $E_{\text{вн}}$ должно удовлетворять следующим условиям: $E_{\text{вн}} > E_{\text{д}}$, или $E_{\text{вн}} > E_{\text{кр}}$, или $E_{\text{вн}} > E_{\text{ин}}$. Здесь $E_{\text{д}}$, $E_{\text{кр}}$ – средние ставки доходности банков по депозиту и кредитным операциям, $E_{\text{ин}}$ – требуемая инвестором норма доходности капитала.

Срок окупаемости ($\tau_{\text{ок}}$) – минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект остается неотрицательным, то есть первоначальные вложения и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом, покрываются суммарным результатом его осуществления. Срок окупаемости определяется из условия: $\Sigma_{\text{ин}} = 0$.

В данном разделе представлены результаты финансово-экономических показателей от сооружения новых котельных с учетом затрат в системы транспорта теплоты. Стоимостные показатели приняты такими же, как в разделе 6. Условно постоянные эксплуатационные затраты в источники и тепловые сети определены в размере соответственно 12 и 8 % от капитальных вложений в эти объекты. Остальные данные приняты: $E=0,1$, $\Sigma_{\text{уд}}=25$ кВт*ч/(Гкал), $n=0,8$, $T_{\text{п}}=15$ лет. В табл.10.1 представлены результаты технико-экономических показателей системы теплоснабжения на последний год расчетного периода (2028г.). На рис.10.1 показано влияние стоимости электроэнергии на величину затрат на величину затрат в систему энергоснабжения города.

Таблица 10.1

Экономические показатели модернизации системы теплоснабжения

| № | Наименование | | Вариант первый | Вариант второй |
|-----|---|--------------------------|--------------------|-------------------|
| п/п | показателя | Единицы измерения | Численное значение | |
| 1 | Присоединенная тепловая нагрузка | Гкал/ч | 173,3 | 173,3 |
| 2 | Полезный годовой отпуск теплоты потребителям | тыс. Гкал/год | 424,6 | 424,6 |
| 3 | Покупка электроэнергии | | - | 130 |
| 4 | Годовая выработка электроэнергии ГТ-ТЭЦ№1 | млн. кВт ч/год | 130 | - |
| 5 | ГТ-ТЭЦ№1 | тыс. Гкал/год | 152,8 | - |
| 6 | -котельными и (ПВК) | тыс. Гкал/год | 271,8 | 418,8 |
| 7 | -индивидуальными теплогенераторами | тыс. Гкал/год | 5,72 | 5,72 |
| 8 | Годовой расход топлива: | млн. м ³ /год | 81,9 | 61,4 |
| 9 | ГТ-ТЭЦ№1 | млн. м ³ /год | 36,5 | |
| 10 | -котельными | млн. м ³ /год | 39,1 | 60,7 |
| 11 | -индивидуальными теплогенераторами | млн. м ³ /год | 0,7 | 0,7 |
| 12 | Стоимость покупки электроэнергии | млн. руб. | - | 325 |
| 13 | Капиталовложения: | млн. руб. | 2036,25 | 844,5 |
| 14 | -котельные | млн. руб. | 130 | 334 |
| 15 | -тепловые сети | млн. руб. | 655,8 | 510 |
| 16 | Топливная составляющая затрат | млн. руб./год | 386,568 | 289,808 |
| 17 | Условно постоянные | млн. руб./год | 257,712 | 193,21 |
| | | | | |
| 18 | Суммарные эксплуатационные затраты | млн. руб./год | 644,28 | 483,01 |
| 19 | Суммарные затраты на энергоснабжение города | млн. руб./год | 644,28 | 808,01 |
| 20 | Выручка от реализации продукции (источниками энергоснабжения) | млн. руб./год | 919,44 | 594,44 |
| 21 | Прибыль | млн. руб./год | 275,16 | 111,43 |
| 22 | Интегральный эффект за 15 лет | млн. руб. | 6895,8 | 4458,3 |
| 23 | Срок окупаемости (простой) | год | 7,4 | 7,6 |

На основании полученных результатов следует сделать вывод об экономической эффективности предлагаемых решений.

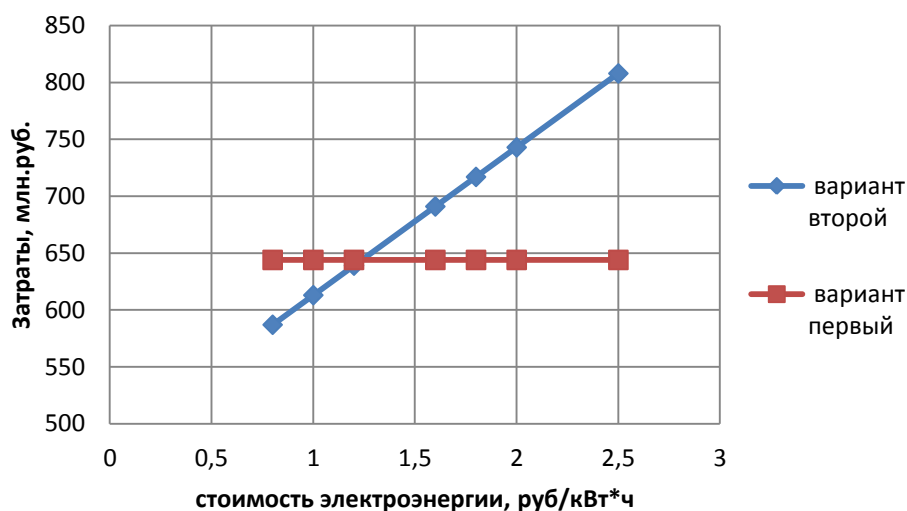


Рис. 10.1- Влияние стоимости электроэнергии на величину затрат в систему энергоснабжения города.

Таким образом, экономия затрат при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии на ГТ-ТЭЦ№1 по сравнению с приобретением электроэнергии из системы и собственного производства теплоты в котельных составит в ценах 2014 г. около 7,73 млн. руб. и 98 млн. руб в год при стоимости электроэнергии 2 руб/кВт*ч. Как выяснилось в ходе анализа, самым весомым фактором, влияющим на эффективность, является величина тарифа отпускаемой электрической энергии. То есть изменение стоимости электрической энергии в наибольшей степени влияет на экономический эффект. Это обстоятельство обуславливает особенно тщательное планирование отпуска электрической энергии, качественный анализ рынка сбыта и тарифов в данном регионе. Реализация присоединения ГТ-ТЭЦ№1 в г. Балашове потребует увеличения потребления природного газа в размере: 22,7 млн. м³/год. Выработанной электроэнергии будет достаточно для обеспечения потребности города на уровне 2012 г. Собственное производство электроэнергии в г. Балашове с учетом имеющихся энергетических мощностей составит в этом случае около 80% от существующей потребности. Дополнительная экономия топлива даст возможность предприятию снизить

топливную составляющую в эксплуатационных затратах при определении себестоимости отпущенной тепловой энергии и обеспечить рентабельность работы предприятия при нормированном темпе роста тарифов (15% в год). Характерно, что количество потребляемого газа с вводом ГТ-ТЭЦ№1 увеличивается пропорционально электрической мощности и обратно пропорционально величине электрического КПД, но расход денежных средств на его приобретение окупается путем продажи населению электрической энергии. Вследствие этого величина затрат в систему энергоснабжения города практически не изменяется с увеличением стоимости электроэнергии. В результате качества базового направления повышения энергоэффективности системы теплоснабжения г. Балашова рекомендуется вариант с вводом в действие газотурбинной ТЭЦ (первый).

Итоговые технико-экономические показатели перспективной схемы теплоснабжения г. Балашова

Реализация перспективной схемы теплоснабжения г. Балашова позволит получить к 2028г. следующие показатели (табл. 10.2)

**Итоговые технико-экономические показатели перспективной схемы
теплоснабжения**

| № | Наименование показателя | Единицы измерения | Вариант | |
|-----|--|--------------------|---------|--------|
| | | | первый | второй |
| 1. | Присоединенная тепловая нагрузка потребителей | Гкал/ч | 173,3 | |
| 2. | Отпуск теплоты потребителям | тыс. Гкал/год | 424,6 | |
| 3. | Годовой расход топлива | тыс. т у. т/год | 81,9 | 61,4 |
| 4. | Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты потребителям | кг у.т./Гкал | 155,8 | 164,3 |
| 5. | Коэффициент полезного использования теплоты топлива | % | 89 | 93 |
| 6. | Коэффициент эффективности транспорта теплоты (КПД тепловой сети) при замене трубопроводов и изоляции | % | 95 | |
| 7. | Экономия топлива от модернизации источников и тепловых сетей | тыс. т у.т./год | 8,3 | 6,15 |
| 8. | Экономия электроэнергии на транспорт теплоносителя | млн. кВт ч/год | 3,41 | 3,41 |
| 9. | Экономия теплоты от сокращения потерь при транспорте | тыс. Гкал/год | 16,9 | |
| 10. | Интегральный эффект за 15 лет | млн. руб. | 6895,8 | 4458,3 |
| 11. | Срок окупаемости вложений в систему теплоснабжения города | год | 7.4 | 7.6 |

По сравнению с существующим вариантом удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии снизится на 16,8 кг у.т./Гкал, что в относительных единицах составляет около 10%. Суммарная годовая экономия затрат на топливо от модернизации системы теплоснабжения составит 33,5 млн. руб./год.

**10.3. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ
нового строительства, реконструкции и технического перевооружения систем
теплоснабжения**

Реализация предлагаемой схемы теплоснабжения в муниципальном образовании город Балашиха на основе изменения структуры источников, участвующих в обеспечении перспективной и существующей тепловой нагрузки, внедрения энергосберегающего оборудования и эффективных теплопроводов будет оказывать влияние на надежность и качество теплообеспечения потребителей, тарифы на

тепловую энергию. Основой понижения тарифов на тепловую энергию является снижение энергетических затрат на производство тепловой энергии.

Внедрение комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в городе, снижение ее тепловой нагрузки производилось за счет разгрузки пиковых котлов. При этом ее себестоимость по производству теплоты практически не изменилась.

Расчеты удельной себестоимости отпуска потребителям тепловой энергии выполнены в ценах 2013г. с учетом отпуска теплоты от ГТ-ТЭЦ№1, новых и существующих котельных. Предусмотрено строительство новых и замена изношенных сетей. В суммарные эксплуатационные затраты включены следующие составляющие: на топливо, условно постоянные по источнику, сетям, ЦТП и перекачки теплоносителя. Доля тепловой нагрузки, покрываемая источниками, составит: ГТ-ТЭЦ№1—46%, существующие котельные - 53%, индивидуальные теплогенераторы – 1,2%. Результаты расчетов удельной себестоимости теплоты приведены в табл. 10.3.

Таблица 10.3

Удельная себестоимость тепловой энергии, отпускаемая потребителям

| Наименование источника тепловой энергии и системы | Удельная себестоимость, руб./Гкал | |
|---|-----------------------------------|----------------|
| | Вариант первый | Вариант второй |
| Балашовская ГТ-ТЭЦ№1 | 721,8 | - |
| Новые котельные | 878,8 | - |
| Существующие котельные | - | 878,8 |
| Средневзвешенное значение предлагаемой схемы теплоснабжения | 732 | 878,8 |
| Средневзвешенное значение для действующей схемы. | 797,8 | 878,8 |

Из таблицы видно, что величина удельной себестоимости при реализации первого варианта предлагаемой схемы теплоснабжения снизится на 81 руб./Гкал по сравнению со вторым вариантом. Это позволяет в перспективе замедлить рост тарифа на тепловую энергию.

Глава 11. Обоснование решения по определению единой теплоснабжающей организации

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения [4].

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения. Всем этим критериям в той или иной степени соответствует ООО «Теплосети».

Заключение

Анализ существующей системы теплоснабжения и дальнейшего развития муниципального образования город Балашов показал, что действующие источники и тепловые сети не смогут обеспечить качественного и экономичного теплоснабжения потребителей на перспективу. Для обеспечения планируемых тепловых нагрузок, повышения энергоэффективности системы теплоснабжения необходимо внедрение новых прогрессивных технологий и замена устаревшего оборудования на современное. Модернизация системы теплоснабжения обеспечивается выполнением следующих мероприятий:

- изменением структуры источников, участвующих в покрытии тепловой нагрузки города,
- модернизацией котельного оборудования;
- строительством новых котельных;
- строительством новых и заменой существующих тепловых сетей в период с 2013 г. по 2028 г.

При реализации перспективной схемы теплоснабжения г. Балашова при сооружении ГТ-ТЭЦ №1 на уровне 2028г. могут быть получены следующие показатели:

- удельный расход условного топлива на отпуск теплоты по системе 155,8 кг у.т./Гкал;
- коэффициент полезного использования теплоты топлива 89%;
- экономия топлива от модернизации источников и тепловых сетей 8,3 тыс. т у.т/год;
- экономия электроэнергии на транспорт теплоносителя 3,41 млн. кВт ч/год;
- экономия теплоты от сокращения потерь при транспорте 16,9 тыс. Гкал/год.
- срок окупаемости предложенных мероприятий – 7,4 года.

Рекомендуемый вариант модернизации схемы теплоснабжения города базируется на минимальных капиталовложениях, обеспечивающих надежное теплообеспечение потребителей. При появлении инвесторов следует финансовые ресурсы направить на строительство когенерационных установок с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, например на базе котельной №25, что позволит существенно снизить себестоимость производства теплоты.

Список использованной литературы.

1. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27.07.10 № 190-ФЗ.
2. Федеральный закон N 261-ФЗ от 23 ноября 2009 года. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации
3. Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
5. РД-10-ВЭП. Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов Российской Федерации. – М.: ОАО «ВНИПИэнергопром».
6. РД-7-ВЭП. Расчет схем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности. – М.: ОАО «ВНИПИэнергопром».
7. РД 153-34.0-20.507-98 Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей).
8. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 323 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных.
9. Приказ Минэнерго России №115 от 21.03.03 г «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок».
10. Приказ №30 от 31.05.13 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг для населения Саратовской области».
11. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.
12. Бизнес-планирование в электроэнергетике: учеб. пособие для вузов / В.В. Жуков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.
13. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (Вторая редакция) / В.В. Косов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров и др. – М.: Экономика, 2000.

14. Отчет по теме «Разработка комплексной методики определения коммерческой эффективности электростанций небольшой и средней мощности на природном газе». – М.: Институт правовых основ энергоэффективности, 1999.
15. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
16. Тарифы. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.newtariffs.ru/> (дата обращения: 17.06.2013)
17. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С.В. Цанев, В.Д. Буров, В.Д. Ремезов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009.
18. Стратегия обновления и развития тепловых электростанций на территории России / А.Г. Щеглов. – М.: ОАО «Издательство «Стройиздат», 2007.
19. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. - №1715-р
20. Заключение по результатам материалов, обосновывающих значение нормативов удельных расходов топлива на отпущенную тепловую энергию от котельных ООО «Теплосети» на 2010-2013г.
21. Генеральный план муниципального образования город Балашов.
22. МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения.
23. МДС 41-6.2000 Организационно –методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000. - 37 с.
24. РД-03-94 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.
25. СНиП 2.04.14-88*. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
26. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети.
27. СНиП II-35-76. Котельные установки.
28. СП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов.
29. СНиП 23-01-99* Строительная климатология.

Приложение

1. Приложение 1 Сведения о характеристиках вспомогательного оборудования.
2. Приложение 2 Перспективные зоны теплоснабжения источников теплоты.
3. Приложение 3 Характеристики ГТ-ТЭЦ.
4. Приложение 4 Аварийные и подлежащие сносу здания и сооружения.

Приложение1

Сведения о характеристиках вспомогательного оборудования

Таблица 1

Оборудование ТП№2

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|--|------------|--------------|
| Насос сетев, 4К6, N=15кВт | 1 | 1980 |
| Насос сетев. 5HK, N=22кВт | 1 | 1980 |
| Насос сетев. 5HK 9x1, N=22кВт | 1 | 1980 |
| Насос смеш GRUNDFOSTUPS 50-60/2F (для школы) | 1 | 2007 |
| Насос 2К6 горячей воды N=4кВт | 1 | 1980 |
| Насос 15К6 горячей воды N=1,5кВт | 1 | 1980 |
| Насос г. воды GRUNDFOSTUPS 50-60/2F | 1 | 2007 |
| Теплообмен. пластинчатый | 1 | 2007 |
| Водоподогреватель водо-водяной Д=250мм L=4м, 1секц | 1 | 1997 |
| Резистор Р-25 | 1 | 2009 |
| Манометр | 7 | 1997 |
| Термометр | 5 | 2009 |
| Термометр | 3 | 1980 |

Таблица 2

Оборудование ТП№3

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|--|------------|--------------|
| Насос г. воды GRUNDFOSTUPS 0,72кВт | 1 | 2004 |
| Насос смешения 1Д315х50 с электродвигателем 4AM225/2 N=75кВт | 3 | 1997 |
| Насос горячей воды K20/30 1,5KBT | 1 | 1997 |
| Манометр | 17 | 1997 |

| | | |
|---|----|------|
| Термометр | 3 | 1997 |
| Шкаф электрический | 1 | 1980 |
| Светильник СГД5 (шахтерский) | 1 | 1997 |
| Теплообменник водогрейный Д=325мм, L=4м, 4секции | 1 | 1997 |
| Арматура | 35 | 1997 |

Таблица 3

Оборудование ТП№4

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|---|------------|--------------|
| Электронасосный агрегат КМ-100-65-200, N=22кВт | 2 | 1998 |
| Преобразователь частотный АПЧ-ТТПТ-032-380-50УХЛ4 №7778 | 1 | 200- |
| Манометр | 4 | 1998 |
| Термометр | 11 | 2009 |
| Шкаф электрический | 1 | 1998 |

Таблица 4

Оборудование ТП№8

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|--|------------|--------------|
| АМО-100УЧ | 2 | 1993 |
| Электронасосный агрегат 1Д315-50а насос 4АМ225М2У2 эл. дв. N=7,5кВт | 1 | 1993 |
| Насос холодной воды К65-50-160, Q=25м3/ч, Н=32м.в.ст. N=5,5кВт, 2880об/мин | 1 | |
| Электронасосный агрегат КМ-80-50-200 насос АИР160S2 эл. дв. N=15кВт | 2 | 1993 |
| Теплообменник водяной Д=325мм, 16секций, 16ОСТ34-588-68 | 1 | 1993 |
| Манометр | 10 | 1993 |
| Термометр | 5 | 1993 |

| | | |
|-----------------------------|----|------|
| Емкость горячей воды V=30м3 | 1 | 2002 |
| Арматура | 50 | 1993 |
| Шкаф электрический | 2 | 1993 |

Таблица 5

Оборудование ТП№9

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|---|------------|--------------|
| Насос Д200Л-4У3 с электродвигателем N=11кВт | 1 | 1994 |
| Насос опрессовочный, 30кВт | 1 | 2007 |
| Насос Д - 200Л-4У3 45кВт | 1 | 2003 |
| Термометр | 2 | |

Таблица 6

Оборудование ТП№10

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|--|------------|--------------|
| Кран-балка грузоподъемностью 2т | 1 | 1986 |
| Насос КМ-100-65-200 N=30кВт | 1 | 1986 |
| Насос К-100-65-200 N=17кВт | 1 | 1986 |
| Насос горячей воды К45х30 N=11кВт | 1 | 1986 |
| Насос К45х30 N=11кВт | 1 | 1986 |
| Резистор Р25 | 1 | 2009 |
| Термометр | 9 | 1986 |
| Теплообменник водоводяной Ø 100мм l=4м, 7секц | 1 | 2003 |
| Манометр | 4 | 2009 |

Таблица 7

Оборудование ТП№11

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|---------------------------|------------|--------------|
| Насос сетевой N=15кВт | 1 | |

| | | |
|--|---|------|
| Насос 6НДВ с эл. двигат. N=75кВт | 2 | 1987 |
| Насос 6НДВ с эл. двигат. N=55кВт | 3 | 1987 |
| Насос GRUNDFOSTUPS 0,37кВт | 1 | 2006 |
| Водоподогреватель №1 (Ø 219 l-4м) | 1 | 1998 |
| Водоподогреватель №2 (Ø 219 l-4м) | 1 | 1998 |
| Водоподогреватель №3 (Ø219 l-4м) | 1 | 1998 |
| Водоподогреватель №4 (Ø219 l-4м) | 1 | 1998 |
| Насос горячей воды 22 кВт №1 | 1 | 1999 |
| Насос горячей воды 7,5кВт кВт №2 | 1 | 1999 |
| Емкость горячей воды 60 м ³ | 1 | 1987 |
| Термометры | 2 | 2000 |
| АПЧ | 2 | 2005 |
| МЭО | 1 | |

Таблица 8

Оборудование ТП№13

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|--|------------|--------------|
| Насос К-100-80-160А, N=22кВт | 1 | 1997 |
| Насос К-80-50-200, N=15кВт | 1 | 1998 |
| Электронасосный агрегат АИР80А2У3, N=1,5кВт | 1 | 1998 |
| Электронасосный агрегат К80-65, N=2,2кВт | 1 | 1988 |
| Счетчик гор. воды ВСГ-65 | 1 | 2001 |
| Т/Регулятор ТРМ-12 | 1 | 2009 |
| Теплообменник водяной Д=273, L=4м, 4 секции | 2 | 1999 |
| Шкаф электрический | 1 | 1988 |
| Преобразователь частоты АПЧ-ТППТ-16-380-50УХЛ4 №0775 | 1 | 2009 |
| Преобразователь частоты АПЧ-ТППТ-16-380-50УХЛ4 №0774 | 1 | 2009 |
| Манометр | 8 | 2000 |
| Термометр | 2 | 2009 |

| | | |
|-----------|---|------|
| Термометр | 4 | 2000 |
|-----------|---|------|

Таблица 9

Оборудование ТП№15

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|---------------------------|------------|--------------|
| Насос К 90/20, N=7,5кВт | 1 | 1996 |
| Насос К-45-30, N=3,0кВт | 1 | 1996 |
| Манометр | 3 | 1996 |
| Термометр | 2 | 2009 |

Таблица 10

Оборудование ТП№16

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|---|------------|--------------|
| Электронасосный агрегат К-100-65-200, N=30,0кВт | 1 | 1998 |
| Электринасосный агрегат К100-80-160А | 1 | 2004 |
| Шкаф электрический | 1 | |
| Манометр | 6 | |
| Термометр | 4 | 2009 |

Таблица 11

Оборудование ТП№24

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|---|------------|--------------|
| Электронасосный агрегат К-45-30, N=1,1кВт 1500об/мин | 1 | 1999 |
| Электронасосный агрегат К65-50-160 5,5 кВт, 3000 об/мин | 1 | 1999 |
| Манометр | 3 | 1999 |
| Термометр | 3 | 1999 |
| Шкаф электрический | 1 | 1999 |

Таблица 12

Оборудование ТП№12

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|----------------------------------|------------|--------------|
| Циркуляционный насос К-80-50-200 | 1 | 1999 |
| Циркуляционный насос К-45/30 | 1 | 1999 |
| Водонагреватель Д=325, 4 секц | 1 | 2007 |
| Водонагреватель Д=273, 4 секц | 1 | 1985 |

Таблица 13

Оборудование ТП№17

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|-------------------------------|------------|--------------|
| Циркуляционный насос | 2 | 1999 |
| Водонагреватель Д=325, 4 секц | 1 | 1985 |

Таблица 14

Оборудование ТП№18

| Наименование оборудования | Количество | Дата монтажа |
|-------------------------------|------------|--------------|
| Циркуляционный насос К90/55А | 1 | 1999 |
| Водонагреватель Д=325, 4 секц | 1 | 1985 |

Таблица 15

Перечень приборов КИПиА тепловых сетей.

| № | Наименование прибора | Измеряемый параметр | Тип датчика Год выпуска зав. № | Шкала, размерность | Класс точности | Дата поверки | Примечание |
|-----------|----------------------|---------------------|--------------------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Манометры | | | | | | | |
| 1 | МТП-100 | давление | 915524 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 2 | МТП-100 | давление | 778334 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 3 | МТП-100 | давление | 323025 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 4 | МТП-100 | давление | 907795 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |

| | | | | | | | |
|----|----------|----------|---------|--------|-----|-----------|--|
| 5 | М-250 | давление | 18764 | 1,6мПа | 1,6 | 4кв2013г. | |
| 6 | АМУ-1 | давление | 570955 | 1мПа | 1,6 | 4кв2013г. | |
| 7 | МП5 | давление | 47115 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 8 | МП5 | давление | 45928 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 9 | МП4У | давление | 1389174 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 10 | МТП-100 | давление | 946893 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 11 | МП3-У | давление | 1513621 | 400кПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 12 | МТП-100 | давление | 022095 | 1,6мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 13 | МТП-100 | давление | 888391 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 14 | МТП-100 | давление | 323029 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 15 | МТП-100 | давление | 501955 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 16 | ОБМ1-100 | давление | 26432 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 17 | ОБМ1-160 | давление | 1549403 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 18 | МП-5 | давление | 13040 | 2,5мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 19 | ОБМ-160 | давление | 2270784 | 600кПа | 1,6 | 4кв2013г. | |
| 20 | МТП-100 | давление | 390279 | 600кПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 21 | МП4-У | давление | 1382935 | 1,6кПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 22 | МП3-У | давление | 1519806 | 400кПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 23 | МВП3 | давление | 222578 | 0,3мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 24 | МТП-100 | давление | 236614 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 25 | ОБМ1-160 | давление | 1660690 | 100кПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 26 | М-250 | давление | 4792046 | 1,6мПа | 1,6 | 4кв2013г. | |
| 27 | АМУ-1 | давление | 2416958 | 2,5мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 28 | МТП-160 | давление | 2427577 | 4мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 29 | МП-5 | давление | 27639 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 30 | МТП-160 | давление | 2315119 | 2,5мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 31 | МП4-У | давление | 1035 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 32 | МТП-160 | давление | 2309621 | 2,5мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 33 | МП4-У | давление | 1389174 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 34 | ОБМ-160 | давление | 1356354 | 2,5мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 35 | МП4-У | давление | 1422639 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |

| | | | | | | | |
|----|----------|----------|---------|-------------------|-----|-----------|--|
| 36 | МП4-У | давление | 499926 | 600кПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 37 | МП4-У | давление | 464896 | 600кПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 38 | ОБМ1-160 | давление | 1549403 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 39 | ОБМ1-100 | давление | 76432 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 40 | ОБМ1-160 | давление | 2478718 | 400кПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 41 | МП4-У | давление | 1427239 | 1.6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 42 | МТП-100 | давление | 323029 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 43 | МП4-У | давление | 1427256 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 44 | МП4-У | давление | 1374237 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 45 | МТП-100 | давление | 330574 | 1,6мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 46 | МТП-160 | давление | 1403110 | 0,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 47 | МП5 | давление | 27639 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 48 | МП4-У | давление | 781269 | 2,5мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 49 | ОБМ1-160 | давление | 1184117 | 1,6мПа | 1,6 | 4кв2013г. | |
| 50 | МП5 | давление | 47115 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 51 | МП4-У | давление | 448298 | 600кПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 52 | МП4-У | давление | 732642 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 53 | МВТП-160 | давление | 919926 | -0,1- +0,15мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 54 | МП4-У | давление | 1367915 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 55 | ОБМВ-160 | давление | 1362880 | -0,1- +0,15мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 56 | МВТП-160 | давление | 919926 | -0,1- +0,15мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 57 | МТП-100 | давление | 866420 | 2,5мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 58 | МП4-У | давление | 1414519 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 59 | МП4-У | давление | 1422403 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 60 | МВП3-У | давление | 1133592 | -0,1- +0,3мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 61 | МТП-100 | давление | 022095 | 1,6мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |
| 62 | МТП-100 | давление | 915524 | 1мПа | 2,5 | 4кв2013г. | |

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|-----------|----------------------------|---------|-----|-----------|--|
| 63 | МТП-160 | давление | 2349849 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 64 | МП5 | давление | 46973 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 65 | МП5 | давление | 35704 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 66 | МП4-У | давление | 1383665 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| 67 | МП5 | давление | 45928 | 1,6мПа | 1,5 | 4кв2013г. | |
| Блок управления котлом | | | | | | | |
| 68 | БУК -3М | Авт. без. | № 438 1995г.в | ГБ 0,85 | — | - | |
| 69 | БУК -4М | Авт. без. | №109 1999г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 70 | БУК -4М | Авт. без. | №214 1998г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 71 | БУК -4М | Авт. без. | №231 1998г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 72 | БУК -4М | Авт. без. | №041 1999г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 73 | БУК -4М | Авт. без. | №146 1998г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 74 | БУК -4М | Авт. без. | №083 1999г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 75 | БУК -3М | Авт. без. | №577 1997г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 76 | БУК -3М | Авт. без. | №488 1996г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 77 | БУК -3М | Авт. без. | №365 1996г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 78 | БУК -3М | Авт. без. | №373 1996г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 79 | БУК -3М | Авт. без. | №258 1996г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 80 | БУК -3М-3А | Авт. без. | №008 1996г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 81 | БУК -3М-3А | Авт. без. | №020 1997г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 82 | БУК -3М-3А | Авт. без. | №009 2002г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 83 | МАК 2001 | Авт. без. | №0094 2006г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 84 | КСУМ | Авт. без. | №7264 1992г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| 85 | КСУМ | Авт. без. | №7214 1992г.в. | ГБ 0,85 | — | - | |
| Регуляторы частоты | | | | | | | |
| 86 | Е1-7011-040Н | давление | №0422012029701 2011г.в. | 30кВт | — | - | |
| 87 | Е1-7011-075Н | давление | №0425012029801 2011г.в. | 55кВт | — | - | |
| 88 | Е1-7011 | давление | №9000405943298 2011г.в. | 7,5кВт | — | - | |

| | | | | | | | |
|-----|---------|----------|--------------------------|--------|---|---|--|
| 89 | Е1-7011 | давление | №70301108598 2011г.в. | 22кВт | — | - | |
| 90 | Е1-7011 | давление | №656131037 2011г.в. | 7,5кВт | — | - | |
| 91 | ЭПВ | давление | №6695 2003г.в. | 22кВт | — | - | |
| 92 | АПЧ | давление | №778 2005г.в. | 15кВт | — | - | |
| 93 | ПЧ-ТТПТ | давление | №202177 2005г.в. | кВт | — | - | |
| 94 | АПЧ | давление | №773 2005г.в. | 11кВт | — | - | |
| 95 | АПЧ | давление | №813 2005г.в. | 11кВт | — | - | |
| 96 | АПЧ | давление | №817 2005г.в. | 15кВт | — | - | |
| 97 | АПЧ | давление | №720 2005г.в. | 30кВт | — | - | |
| 98 | АПЧ | давление | №882 2005г.в. | 30кВт | — | - | |
| 99 | АПЧ | давление | №896 2005г.в. | 30кВт | — | - | |
| 100 | АПЧ | давление | №890 2005г.в. | 5,5кВт | — | - | |
| 101 | АПЧ | давление | №812 2005г.в. | 11кВт | — | - | |
| 102 | АПЧ | давление | №818 2005г.в. | 11кВт | — | - | |
| 103 | АПЧ | давление | №742 2005г.в. | 15кВт | — | - | |
| 104 | АПЧ | давление | №836 2005г.в. | 30кВт | — | - | |
| 105 | АПЧ | давление | №767 2005г.в. | 15кВт | — | - | |
| 106 | АПЧ | давление | №772 2005г.в. | 15кВт | — | - | |
| 107 | АПЧ | давление | №711 2005г.в. | 11кВт | — | - | |
| 108 | ПЧ-ТТПТ | давление | №403449 2003г.в. | 30кВт | — | - | |
| 109 | ПЧ-ТТПТ | давление | №08041061 2004г.в. | 30кВт | — | - | |

Аварийные и подлежащие сносу здания и сооружения

| П.п | Адрес подлежащих сносу зданий | Расселяемая площадь, кв. м | Тепловая нагрузка (для объектов централизованного теплоснабжения), Гкал/ч | Источник теплоснабжения |
|-------------------|--------------------------------------|----------------------------------|---|----------------------------------|
| По этапу 2013года | | | | |
| | г Балашов пер Новый д. 11 | 364,3 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов пер Новый д. 13 | 378,3 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов пер Новый д.5 | 375,9 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов пер Новый д. 7 | 365,7 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Белинского д. 24 | 221,8 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Володарского д. 43 А | 135 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Володарского д.51 б | 60,8 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Володарского д.53 А | 120,9 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Декабристов д. 30 а | 79,4 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| 0 | г Балашов ул Пугачевская д.317 | 264,5 | 0,015 | Районная котельная |
| 1 | г Балашов ул Пугачевская д.342 | 178,8 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| 2 | г Балашов ул Пугачевская д.342 а | 135,1 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| 3 | г Балашов ул Пугачевская д.344 | 163,1 | 0,012 | Районная котельная |

| П.п | Адрес подлежащих сносу зданий | Расселяемая площадь, кв. м | Тепловая нагрузка (для объектов централизованного теплоснабжения), Гкал/ч | Источник теплоснабжения |
|--------------------|--------------------------------------|----------------------------------|---|----------------------------------|
| 4 | г Балашов ул Рабочая д.83 | 219 | 0,014 | Районная котельная |
| 5 | г Балашов ул Рабочая д.85 а | 74,9 | 0,004 | Районная котельная |
| 6 | г Балашов ул Рабочая д.85 б | 141,3 | 0,018 | Районная котельная |
| 7 | г Балашов ул Советская д. 170 а | 266 | 0,037 | Районная котельная |
| 8 | г Балашов ул Спортивная д. 11 | 430,1 | 0,0001 | Котельная №25 |
| По этапу 2014 года | | | | |
| | г Балашов ул Гагарина д.68 | 105,2 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Горохова д.4 б | 491,2 | 0,058 | Районная котельная |
| | г Балашов ул Карла Маркса д.2 | 153,7 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Красина д.68 | 169,6 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Молодой Гвардии д.25 | 229,1 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Советская д. 170 б | 120,3 | 0,006 | Районная котельная |
| | | | | |
| По этапу 2015 года | | | | |
| | г Балашов тер Химчистки д. 1 | 133,2 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Астраханская д.97 | 132 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Володарского д.43 | 112,06 | | Индивидуальное теплоснабжение |

| П.п | Адрес подлежащих сносу зданий | Расселяемая площадь, кв. м | Тепловая нагрузка (для объектов централизованного теплоснабжения), Гкал/ч | Источник теплоснабжения |
|--------------------|-------------------------------------|----------------------------------|---|----------------------------------|
| | г Балашов ул Луначарского д.54 | 92,4 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Спартакoвская д.4 | 619,5 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Урицкого д. 88 | 107,9 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | | | | |
| По этапу 2016 года | | | | |
| | г Балашов ул Гагарина д.51 | 104,5 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Ленина д. 11 | 200,1 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Нижняя д.89 | 65,3 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Пушкина д. 100 | 119 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Советская д. 152 | 149,5 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Советская д. 167 | 0 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Советская д. 167 а | 0 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Советская д. 172 | 70,80 | 0,01 | Районная котельная |
| | | | | |
| По этапу 2017 года | | | | |
| | г Балашов ул Вокзальная д.53 | 48,6 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Володарского д.43 б | 90,6 | | Индивидуальное теплоснабжение |
| | г Балашов ул Володарского д.51 | 122,5 | | Индивидуальное теплоснабжение |

