



**Город Смоленск**

Утверждена Постановлением  
Администрации города Смоленска  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_\_

**Схема теплоснабжения  
города Смоленска  
на период 2021-2029 годов  
(актуализация)**

**Том 1. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения. Глава 1**

Разработчик: ООО «Центр теплоэнергосбережений».

Юр. адрес: 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 19/1, офис 521

Факт. адрес: 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 19/1, офис 521

**Генеральный директор  
ООО «ЦТЭС»**



**А.Х. Регинский**

Москва  
2020 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ТАБЛИЦ .....	7
СПИСОК РИСУНКОВ.....	8
Введение.....	11
1Глава 1 "Существующее и перспективное в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" .....	14
1.1 Раздел 1. Функциональная структура теплоснабжения .....	14
1.1.1 Описание эксплуатационных зон теплоснабжающих и теплосетевых организаций	14
1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями.....	21
1.1.3 Описание зон действия производственных котельных .....	24
1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения .....	24
1.1.5 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения.....	25
1.2 Раздел 2. Источники тепловой энергии .....	26
1.2.1 Структура основного оборудования.....	26
1.2.2 Параметры установленной тепловой и электрической мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. ....	48
1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	48
1.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды параметры тепловой мощности нетто. ....	53
1.2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса. ....	59
1.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок....	60
1.2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.....	67
1.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой мощности. ....	69
1.2.9 Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети.....	73
1.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.	76
1.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	76
1.2.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	87
1.2.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения .....	87
1.3 Раздел 3. Тепловые сети .....	87

1.3.1 Структура тепловых сетей.....	87
1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме .....	101
1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладок, краткую характеристику грунтов с выделением наименее надежных участков. ....	101
1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	129
1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	129
1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. ....	130
1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	134
1.3.8 Гидравлические режимы работы сетей и пьезометрические графики.....	137
1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей.....	150
1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей .	150
1.3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	151
1.3.12 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	154
1.3.13 Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии и теплоносителя. ....	155
1.3.14 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета. ....	158
1.3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей и результаты их исполнения.....	159
1.3.16 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	159
1.3.17 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя. ....	169
1.3.18 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	169
1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	170
1.3.20 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию. ....	170
1.3.21 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии) .....	172
1.3.22 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения.....	172
1.4 Раздел 4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	172

1.4.1	Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории городского округа .....	172
1.5	Раздел 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	176
1.5.1	Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления .....	176
1.5.2	Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	177
1.5.3	Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	182
1.5.4	Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом. ....	184
1.5.5	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	188
1.5.6	Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения	189
1.5.7	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	189
1.5.8	Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения.....	189
1.6	Раздел 5. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии. ....	190
1.6.1	Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....	190
1.6.2	Анализ резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.....	197
1.6.3	Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.....	204
1.6.4	Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	205
1.6.5	Резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности. ....	205
1.6.6	Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения.....	205
1.7	Раздел 6. Балансы теплоносителя .....	206
1.7.1	Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем	

теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть. ....	206
1.7.2 Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения. ....	211
1.7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения.....	212
1.8 Раздел 7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	212
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии. ....	212
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	217
1.8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки	219
1.8.4 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.	224
1.8.5 Описание использования местных видов топлива.....	224
1.8.6 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения.....	224
1.9 Раздел 8. Надежность теплоснабжения.....	224
1.9.1 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.....	224
1.9.2 Значения потока отказов (частоты отказов) участков тепловых сетей.....	235
1.9.3 Частота отключений потребителей .....	235
1.9.4 Значения потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений .....	235
1.9.5 Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения.....	235
1.9.6 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора	236
1.9.7 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	237
1.9.8 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в	

эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения.....	237
1.10 Раздел 9. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	237
1.10.1 Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями». ....	237
1.10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения.....	251
1.11 Раздел 10. Цены и тарифы в сфере теплоснабжения. ....	251
1.11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен и тарифов за последние 3 года. ....	251
1.11.2 Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	253
1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	254
1.11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	255
1.11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения.....	255
1.12 Раздел 11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа.....	255
1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	255
1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	257
1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения. ....	259
1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения. ....	259
1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	260
1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения.....	260

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Организации, занятые в сфере централизованного теплоснабжения города Смоленска.....	16
Таблица 1.2 – Структура основного оборудования (котельное оборудование).....	28
Таблица 1.3 – Структура основного оборудования (пиковые водогрейные котлы).....	28
Таблица 1.4 – Структура основного оборудования (турбинное оборудование).....	29
Таблица 1.5 – Технические характеристики сетевых подогревателей турбин.....	31
Таблица 1.6 – Технические характеристики насосов теплофикационных установок.....	31
Таблица 1.7 – Основное оборудование котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2».....	32
Таблица 1.8 – Характеристики насосов.....	34
Таблица 1.9 – Основное оборудование на источниках тепловой энергии теплоснабжающих организаций.....	35
Таблица 1.10 – Параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла.....	49
Таблица 1.11 – Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников тепла.....	54
Таблица 1.12 – Эксплуатационные показатели энергетических котлов источника комбинированной выработки.....	59
Таблица 1.13 – Эксплуатационные показатели паровых турбин источника комбинированной выработки.....	59
Таблица 1.14 – Среднегодовая загрузка оборудования источников тепла.....	69
Таблица 1.15 – Средства учета энергоресурсов.....	74
Таблица 1.17 – Перечень выданных предписаний.....	77
Таблица 1.18 – Общая статистика по централизованным тепловым сетям города Смоленска.....	88
Таблица 1.19 – Характеристика оборудования подкачивающих насосных станций.....	89
Таблица 1.20 – Фактический режим отпуска теплоносителя в тепловую сеть с Смоленской ТЭЦ-2.....	90
Таблица 1.21 – Фактический режим отпуска теплоносителя в тепловую сеть с котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2».....	91
Таблица 1.22 – Общая структура тепловых сетей от ЦТП и ТП.....	91
Таблица 1.23 – Общая структура тепловых сетей от источников тепловой энергии.....	93
Таблица 1.24 – Характеристика тепловых сетей.....	103
Таблица 1.25 – Статистика инцидентов в тепловых сетях.....	150
Таблица 1.26 – Нормативное время восстановления тепловой сети.....	151
Таблица 1.27 – Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии.....	155
Таблица 1.28 – Фактические тепловые потери в тепловых сетях за последние три года по организациям, занятым в сфере теплоснабжения.....	158
Таблица 1.29 – Объем спроса тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления.....	176
Таблица 1.30 – Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	177
Таблица 1.31 – Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом.....	184
Таблица 1.32 – Нормативы потребления коммунальных услуг по водоснабжению.....	188

Таблица 1.33 – Нормативы потребления тепловой энергии .....	189
Таблица 1.34 – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки источников централизованного теплоснабжения.....	191
Таблица 1.35 – Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии.....	197
Таблица 1.36 – Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети .....	207
Таблица 1.37 – Количество потребленного основного топлива (природного газа) источниками тепла .....	212
Таблица 1.38 – Данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива.....	217
Таблица 1.39 – Длительность периода формирования объема ННЗТ.....	218
Таблица 1.40 – Неснижаемый нормативный запас резервного топлива.....	219
Таблица 1.41 – Расчет надежности системы теплоснабжения города Смоленск .....	228
Таблица 1.42 – Техничко-экономические показатели работы Смоленской ТЭЦ-2.....	238
Таблица 1.43 – Сводные технико-экономические показатели котельных по отчетности теплоснабжающих организаций .....	240
Таблица 1.44 – Структура отпуска тепловой энергии и расход основных ресурсов (начало).....	248
Таблица 1.45 – Структура отпуска тепловой энергии и расход основных ресурсов (продолжение) .....	249
Таблица 1.46 – Структура отпуска тепловой энергии и расход основных ресурсов (продолжение) .....	250
Таблица 1.47 – Динамика утвержденных тарифов, организаций, занятых в сфере теплоснабжения.....	251
Таблица 1.48 – Плата за подключение к системе теплоснабжения установленная для ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» на 2019г. ....	254
Таблица 1.49 – Поступление денежных средств в ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» от деятельности по подключению объектов заявителей за 2017-2019гг.....	255

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Карта (схема) границ территории города Смоленска.....	14
Рисунок 1.2 – Схема административного деления города Смоленска.....	15
Рисунок 1.3 – Зоны действия источников тепловой энергии в разделении по теплоснабжающим организациям.....	20
Рисунок 1.4 – Схема реализации тепловой энергии в городе Смоленске .....	22
Рисунок 1.5 – Схема договорных отношений между теплоснабжающими организациями.....	23
Рисунок 1.6 – Зона действия индивидуального теплоснабжения.....	25
Рисунок 1.7 – Распределение установленной мощности источников тепла по теплоснабжающим организациям.....	26
Рисунок 1.8 – Общий вид ПП «Смоленская ТЭЦ-2».....	27
Рисунок 1.9 – Расчетная принципиальная тепловая схема Смоленской ТЭЦ-2 .....	30
Рисунок 1.10 – Общий вид котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» .....	32
Рисунок 1.111 – Технологическая схема котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» ....	33
Рисунок 1.122 – Распределение установленной мощности котельных по теплоснабжающим организациям.....	34
Рисунок 1.13 – Типовая схема №1 .....	63



Рисунок 1.14 – Типовая схема №2 .....	64
Рисунок 1.15 – Типовая схема №3 .....	65
Рисунок 1.16 – Типовая схема №4 .....	66
Рисунок 1.18 – Температурный график 150/70°С со срезкой на -115°С при -13°С и – 70°С при +3°С ПП "Смоленская ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» .....	132
Рисунок 1.19 – Температурный график 95/70 оС котельных МУП "Смоленсктеплосеть" №№ 1, 2, 6, 7, 8, 12, 13, 16, 18, 19, 20, 23, 24, 25, 28, 29, 32, 33, 35, 36, 37, 38, 40, 41, 44, 51, 53, 54, 55, 66, 67, 69, котельной Хладосервис, котельной ул. Кутузова .....	132
Рисунок 1.20 – Температурный график 95/70оС со срезкой на 70оС при -5оС котельных МУП "Смоленсктеплосеть" №№ 4, 14, 15, 27, 30, 31, 34, 39,42, 43, 46, 50, 52, 56, 68, 72, 74 ..	133
Рисунок 1.21 – Температурный график 115/70оС со срезкой на 70оС при -2оС котельной №73 МУП "Смоленсктеплосеть" .....	133
Рисунок 1.22 – Температурный график 115/70оС котельной №21 МУП "Смоленсктеплосеть" .....	134
Рисунок 1.23 – Фактический температурный график ПП "Смоленская ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2».....	135
Рисунок 1.24 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от Смоленской ТЭЦ-2 до ЦТП-45 .....	138
Рисунок 1.25 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от Смоленской ТЭЦ-2 до ЦТП-45 .....	139
Рисунок 1.26 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от Смоленской ТЭЦ-2 до ЦТП-75 .....	140
Рисунок 1.27 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от Смоленской ТЭЦ-2 до ЦТП-75 .....	141
Рисунок 1.28 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2" до ЦТП-НГЧ .....	142
Рисунок 1.29 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельного цеха ПП "Смоленская ТЭЦ-2" - ЦТП-НГЧ.....	143
Рисунок 1.30 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №1 ул. Н. Неман МУП «Смоленсктеплосеть» .....	144
Рисунок 1.31 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №1 ул. Н. Неман МУП «Смоленсктеплосеть».....	145
Рисунок 1.32 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №14 п. Гедеоновка МУП «Смоленсктеплосеть» .....	146
Рисунок 1.33 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №14 п. Гедеоновка МУП «Смоленсктеплосеть».....	147
Рисунок 1.34 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной БМК ул. Нарвская ООО «Оптимальная тепловая энергетика» .....	148
Рисунок 1.35 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной БМК ул. Нарвская ООО «Оптимальная тепловая энергетика».....	149
Рисунок 1.36 – Зависимая схема присоединения потребителей.....	160
Рисунок 1.37 – Зависимая схема с элеватором.....	160
Рисунок 1.38 – Независимая схема присоединения потребителей через ИТП .....	161

Рисунок 1.39 – Двухступенчатая смешанная схема присоединения подогревателей ГВС с зависимым присоединением систем отопления с насосом на перемычке (Типовая схема №1)	163
Рисунок 1.40 – Двухступенчатая смешанная схема присоединения подогревателей ГВС с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление в ЦТП (Типовая схема №2)	164
Рисунок 1.41 – Двухступенчатая смешанная схема подключением подогревателей ГВС и независимым присоединением систем отопления (Типовая схема №3)	165
Рисунок 1.42 – Двухступенчатая смешанная схема присоединения подогревателей ГВС с зависимым присоединением систем отопления при наличии регуляторов расхода теплоты на отопление в ЦТП (Типовая схема №4)	166
Рисунок 1.43 – Принципиальная схема ЦТП	167
Рисунок 1.44 – зона действия ПП Смоленской ТЭЦ	173
Рисунок 1.45 – зона действия котельной ПП Смоленской ТЭЦ	174
Рисунок 1.46 – Зоны действия прочих источников тепла котельных	175
Рисунок 1.47 – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №32 ул. Соболева, д.116	202
Рисунок 1.48 – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №37 п. Торфопредприятие	202
Рисунок 1.49 – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №38 ул. Мало-Краснофлотская	202
Рисунок 1.50 – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №39 ул. Строгань	203
Рисунок 1.51 – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №44 ул. Радищева	203
Рисунок 1.52 – Показатели качества газа за январь 2019 года	221
Рисунок 1.53 – Показатели качества газа за июнь 2019 года	223

## **Введение**

### **Общие положения актуализации схемы теплоснабжения**

Работа «Актуализация схемы теплоснабжения городского округа город Смоленск на период 2021-2029 года» (далее – Схема теплоснабжения) – документ, содержащий материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития и повышения энергетической эффективности.

Разработка (актуализация) схем теплоснабжения городов и поселений представляет собой комплексную проблему, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития поселения, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом.

Целью разработки (актуализации) схем теплоснабжения является:

- Улучшение качества жизни и охраны здоровья населения путём обеспечения бесперебойного и качественного теплоснабжения.
- Повышение энергетической эффективности систем теплоснабжения путём оптимизации процессов производства, транспорта и распределения в системах генерации и транспорта тепловой энергии.
- Снижение негативного воздействия на окружающую среду.
- Повышение доступности централизованного теплоснабжения для потребителей за счёт повышения эффективности деятельности организаций, осуществляющих производство, транспорт и распределение тепловой энергии.
- Обеспечение развития централизованных систем теплоснабжения путём развития эффективных форм управления этими системами, привлечения инвестиций и развития кадрового потенциала организаций, осуществляющих производство, транспорт и сбыт тепловой энергии и теплоносителя.

Актуализация схемы теплоснабжения города Смоленска проводится на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей с учетом перспективного развития на срок до 2029 года. При проведении актуализации схемы теплоснабжения города Смоленска, так же использовались результаты проведенных на объектах теплоснабжения энергетических обследований, режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данные отраслевой статистической отчетности.

### **Нормативная правовая база**

Основанием для разработки схемы теплоснабжения города Смоленска до 2029 года является:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (статья 23 Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов);
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в соответствии с частью 1 статьи 4 Федерального закона «О теплоснабжении»;
- 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";
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации и Министерства регионального развития Российской Федерации от 29.12.2012 №565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»;

- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

- Постановление Правительства Российской Федерации № 452 от 16.05.2014 г. «Правила определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений»;

- Контракт «Оказание услуг по актуализации схемы теплоснабжения г. Смоленска на 2021 год» за № 01-138/2020 от 23.03.2020 года

#### **Техническая база**

Технической базой для разработки схемы теплоснабжения города Смоленска являются:

- Проект Генерального плана развития города Смоленска;
- Проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям;
- Эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- Материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;
- Конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- Данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, электроэнергии и воды;
- Документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), данные потребления на собственные нужды, потерям ТЭР и т.д.);
- Статистическая отчетность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

При разработке схемы теплоснабжения дополнительно использовались нормативные документы:

- СП 89.13330.2012 (СНиП II-35-76) «Котельные установки»;
- СП 124.13330.2012 (СНиП 41-02-2003) «Тепловые сети»;
- СП 50.13330.2012 (СНиП 23-02-2003) «Тепловая защита зданий»;
- СП 41-105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с промышленной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;
- СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»;
- СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»;
- СП 41-110-2005 «Проектирование тепловых сетей»;
- ГОСТ 30494-96 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях»;
- ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике»;
- ГОСТ 30732-2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой».

#### **Климатические условия**

Климат на территории города Смоленска умеренно-континентальный. Зимы умеренно холодные и продолжительные, а лето умеренно теплое и недолгое и с чётко выраженной сезонностью. По климатическим условиям город Смоленск относится к климатическому району II В.

Согласно, свода правил СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\*», средняя годовая температура воздуха положительна и составляет +5,1°С. Самый теплый месяц – июль (средняя температура +17,4 °С). Самый холодный месяц – январь (средняя температура минус 7,5°С). Данные о средней месячной и годовой температуре воздуха на территории города Смоленска по данным метеорологических наблюдений приведены в таблице 1.

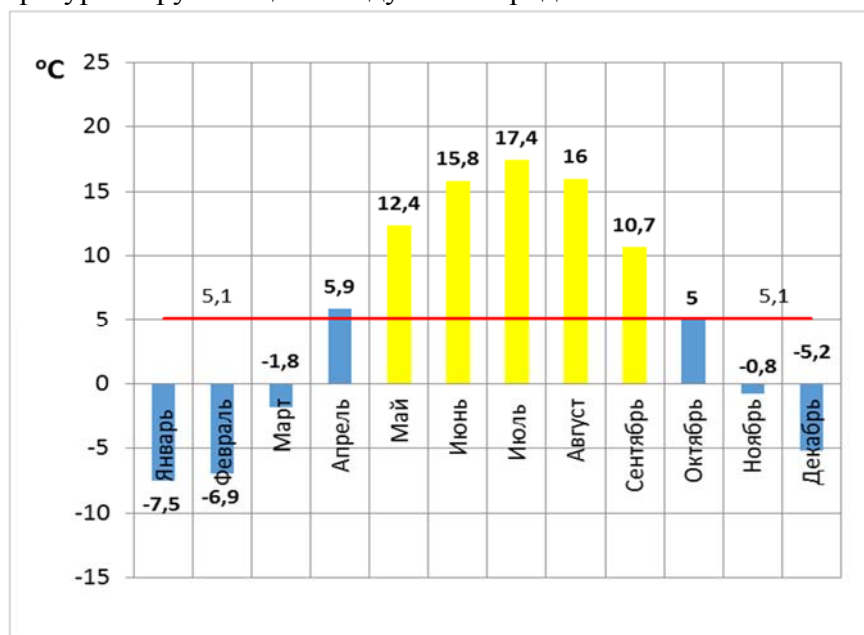
**Таблица 1** – Средние месячные и годовые температуры воздуха

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-7,5	-6,9	-1,8	5,9	12,4	15,8	17,4	16	10,7	5,0	-0,8	-5,2	5,1

Средняя температура отопительного сезона, согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», составляет минус 2°С. Продолжительность отопительного сезона, составляет 209 суток (5016 ч).

Расчетная температура для расчета отопления минус 25 °С.

График температуры окружающего воздуха по города Смоленска показан на рисунке 1.



**Рисунок 1** – График температуры окружающего воздуха.

Градусосутки отопительного периода:

$$D_{az} = (t_i - t_{ht}) \cdot Z_{ht}, \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{сут.}$$

где  $t_i$  – расчетная температура внутреннего воздуха зданий, °С;

$t_{ht}$  – средняя температура наружного воздуха в течении отопительного периода, °С;

$Z_{ht}$  – продолжительность отопительного периода, сутки.

$$D_{az} = (20 + 2,0) \times 209 = 4598 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{сут.}$$

Смоленск относится к зоне избыточного увлажнения. Годовая сумма осадков в среднем составляет 630 - 730 мм. Две трети осадков в году выпадает в виде дождя, одна треть в виде снега. В теплый период года преобладают дожди средней интенсивности, хорошо увлажняющие почву. В течение года 164 дня преобладает пасмурная погода, 60 дней с

туманами, 25 дней с грозами. Наиболее влажным является летний период. Среднегодовое значение относительной влажности воздуха - 80%.

Образование устойчивого снежного покрова происходит в первой декаде декабря, к концу зимы высота снега достигает в среднем 20÷30 см, запас воды в снеге 60÷90 мм.

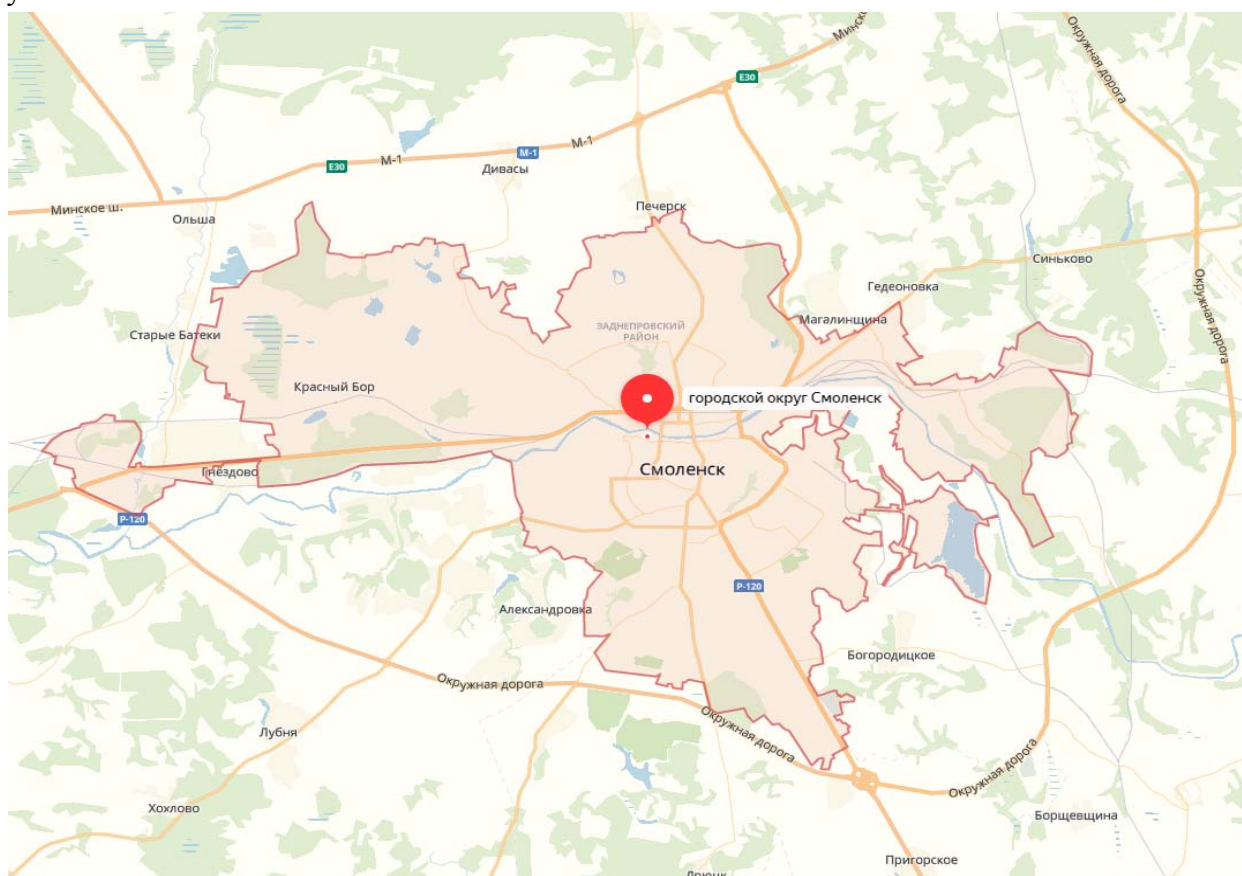
Ветровой режим характеризуется преобладанием северо-западных и западных направлений в теплый период года и юго-западных и южных - в холодный период.

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

### **1.1 Раздел 1. Функциональная структура теплоснабжения**

#### **1.1.1 Описание эксплуатационных зон теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

Смоленск – город в центральной России, административный, промышленный и культурный центр Смоленской области. Город расположен в 378 км (по автодороге – 410 км) к юго-западу от Москвы в верхнем течении Днепра, являясь самым удалённым от Москвы административным центром области, непосредственно граничащей со столичным регионом. Он имеет выгодное географическое положение на путях из Москвы в Белоруссию, Прибалтику, страны Центральной и Западной Европы. Город простирается с запада на восток на 25 км и с севера на юг на 15 км. Его территория составляет 166,35 км<sup>2</sup>. Численность населения города Смоленска составляет 330,025 тыс. чел. Карта (схема) границ города Смоленска показана на рисунке 1.1.



**Рисунок 1.1 – Карта (схема) границ территории города Смоленска**

Город Смоленск расположен по обоим берегам верхнего Днепра, который в пределах города пересекает Смоленскую возвышенность, являющуюся западной частью Смоленско-Московской возвышенности. Река, протекая с востока на запад, делит город на северную часть

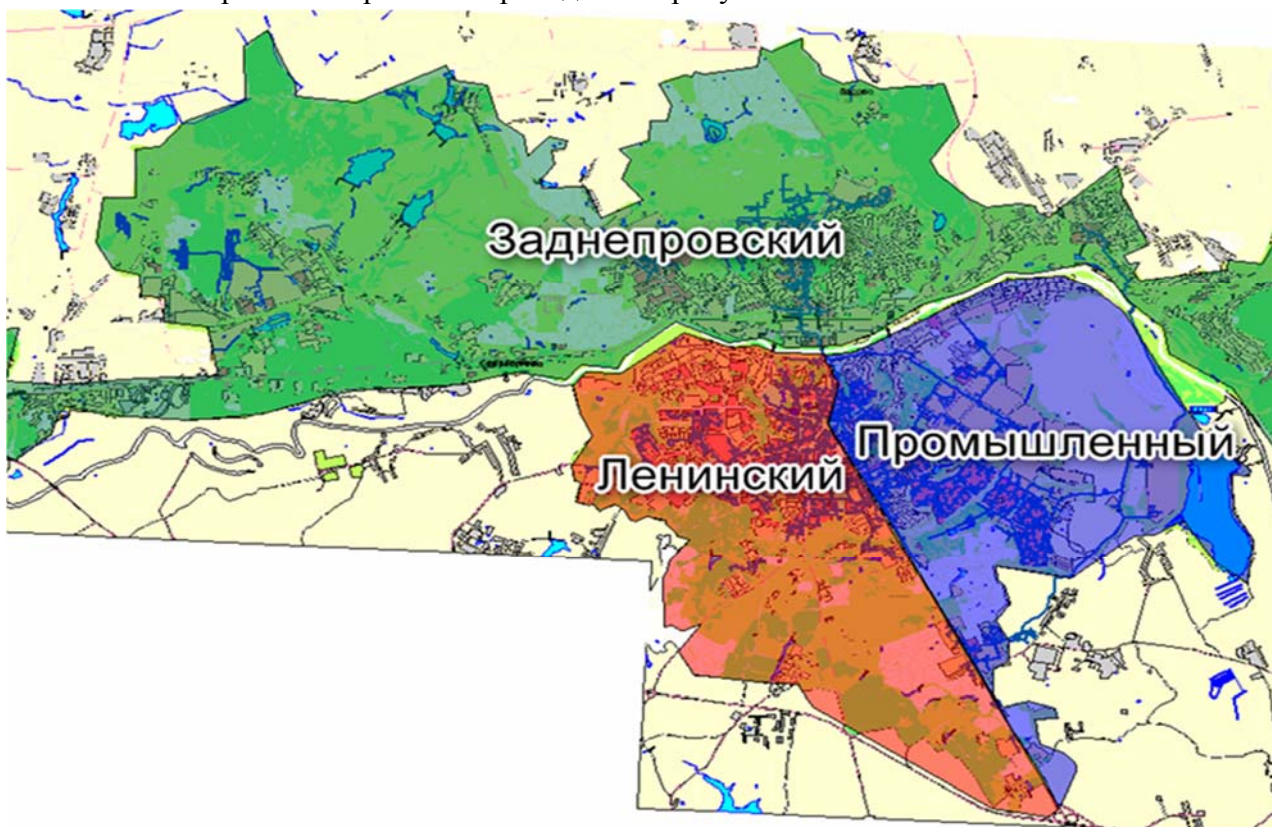


(Заднепровский район) и южную (Ленинский и Промышленный районы). Рельеф городской территории изрезан многочисленными глубокими оврагами и долинами речек и ручьев, впадающих в Днепр. Высокие межовражные и межречные увалы, холмы и мысы образуют так называемые горы. Перепад высот достигает 90 метров. Река делит город на две части, соединенные между собой тремя мостами: северную часть (Заднепровье) и южную часть (центр). Центр, старая часть города, занимает высокий сильно изрезанный левый берег Днепра.

В административном отношении город делится на три внутригородских района: Заднепровский (планировочный район Северный, правобережная часть), Ленинский (планировочные районы Западный, Южный) и Промышленный (планировочные районы Центральный, Восточный) на левом берегу реки Днепра. Наиболее крупными планировочными районами являются Северный и Восточный районы. В этих районах сосредоточена основная капитальная жилая и общественная застройка.

Смоленск имеет выгодное географическое положение, так как расположен на путях из Москвы в Беларусь, Прибалтику, страны Центральной и Западной Европы.

На момент разработки схемы теплоснабжения, в качестве расчетных элементов территориального деления приняты планировочные районы города Смоленска, установленные в действующей версии Генерального плана. В административном отношении город делится на 3 района: Заднепровский (планировочный район Северный) в правобережной части, занимающий территорию площадью 101,41 кв. км, Ленинский (планировочные районы Западный и Южный) на левом берегу реки Днепра, занимающий территорию площадью 23,71 кв. км и Промышленный (планировочные районы Центральный и Восточный), занимающий территорию площадью 23,71 кв. км. Наиболее крупными планировочными районами являются Северный и Восточный районы. В этих районах сосредоточена основная капитальная жилая и общественная застройка. Ситуационная схема административного деления города Смоленск с нанесением планировочных районов приведена на рисунке 1.2.



**Рисунок 1.2** – Схема административного деления города Смоленска

Функциональная структура теплоснабжения города Смоленска представляет собой разделенное между разными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями производство тепловой энергии и транспорт ее конечному потребителю. Потребителями тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения являются потребители многоэтажной, малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, общественные здания, промышленные потребители тепловой энергии.

В настоящее время в городе Смоленске в области централизованного теплоснабжения существует две группы источников теплоснабжения и одна теплосетевая организация:

- источники филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» (ПП «Смоленская ТЭЦ-2» и Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (бывшая ТЭЦ-1));

- котельные иных организаций, входящие в зону Единой теплоснабжающей организации (ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»):

- котельные МУП «Смоленсктеплосеть»;

- ООО «Оптимальная тепловая энергетика»;

- ООО «СмолАТП»;

- ООО "Коммунальные системы";

- Центральная дирекция по тепловодоснабжению – филиал ОАО "РЖД (далее – ОАО «РЖД»);

- ОГУЭПП "Смоленскоблкоммунэнерго";

- Войсковая часть 7459;

- ООО "СтройИнвест";

- ООО "Городские инженерные сети";

- ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ;

- АО «Пирамида»;

- ООО Фабрика «Шарм»;

- теплосетевая организация МУП "Теплоснаб"

Территориально котельные расположены во всех районах города Смоленска. Наибольшее их количество находится в Центральном и Западном районах.

Подробный перечень муниципальных и ведомственных источников тепла, участвующих в централизованном теплоснабжении потребителей города Смоленска, приведен в таблице 1.1.

**Таблица 1.1** – Организации, занятые в сфере централизованного теплоснабжения города Смоленска

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Принадлежность источника теплоснабжения	Организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения
1	ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	ПАО "Квадра"	Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	ПАО "Квадра"	Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»
3	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
4	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
5	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
6	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе д.38	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
7	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская,	Муниципальная	МУП "Смоленсктеплосеть"



<b>№ п/п</b>	<b>Наименование источника теплоснабжения</b>	<b>Принадлежность источника теплоснабжения</b>	<b>Организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения</b>
	в районе дома №5	собственность	
8	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
9	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
10	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
11	Котельная №14, пос. Гедеоновка	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
12	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
13	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
14	Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
15	Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
16	Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
17	Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
18	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
19	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
20	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
21	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
22	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
23	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
24	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
25	Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
26	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
27	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
28	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
29	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
30	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
31	Котельная №36 Ситники-4 ул.	Муниципальная	МУП "Смоленсктеплосеть"

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование источника теплоснабжения</b>	<b>Принадлежность источника теплоснабжения</b>	<b>Организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения</b>
	Лавочкина, в районе д.546	собственность	
32	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
33	Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
34	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
35	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
36	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
37	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
38	Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
39	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
40	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
41	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
42	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
43	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
44	Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
45	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
46	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
47	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
48	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
49	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
50	Котельная №68 ул. Кловская, д.27	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
51	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
52	Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
53	Котельная ООО	Муниципальная	МУП "Смоленсктеплосеть"

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование источника теплоснабжения</b>	<b>Принадлежность источника теплоснабжения</b>	<b>Организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения</b>
	"Смолхладосервис", ул. Октября, д.46	собственность	
54	Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
55	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
56	Котельная ул. Кутузова д.15	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
57	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	Муниципальная собственность	МУП "Смоленсктеплосеть"
58	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	ООО «Оптимальная тепловая энергетика»	ООО «Оптимальная тепловая энергетика»
59	Котельная ООО "СмолАТП"	ООО Смоленское автотранспортное предприятие"	ООО Смоленское автотранспортное предприятие"
60	Котельная ООО "Коммунальные системы"	Котельная ООО "Коммунальные системы"	Котельная ООО "Коммунальные системы"
61	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	ООО "РЖД"	ООО "РЖД"
62	Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а	ООО "РЖД"	ООО "РЖД"
63	Котельная п. 430 км	ОГУЭПП "Смоленскоблкоммунэнерго"	ОГУЭПП "Смоленскоблкоммунэнерго"
64	Котельная в/ч 7459	Войсковая часть 7459	Войсковая часть 7459
65	Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	ООО "СтройИнвест"	ООО "СтройИнвест"
66	БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)	ООО "Городские инженерные сети"	ООО "Городские инженерные сети"
67	БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	ООО "Городские инженерные сети"	ООО "Городские инженерные сети"
68	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ	ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ
69	Котельная №83	ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ	ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ
70	Котельная АО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	АО "Пирамида"	АО "Пирамида"
71	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	ООО "Фабрика "Шарм"	ООО "Фабрика "Шарм"

Зоны действия источников тепловой энергии в разделении по теплоснабжающим организациям представлены на рисунке 1.3.



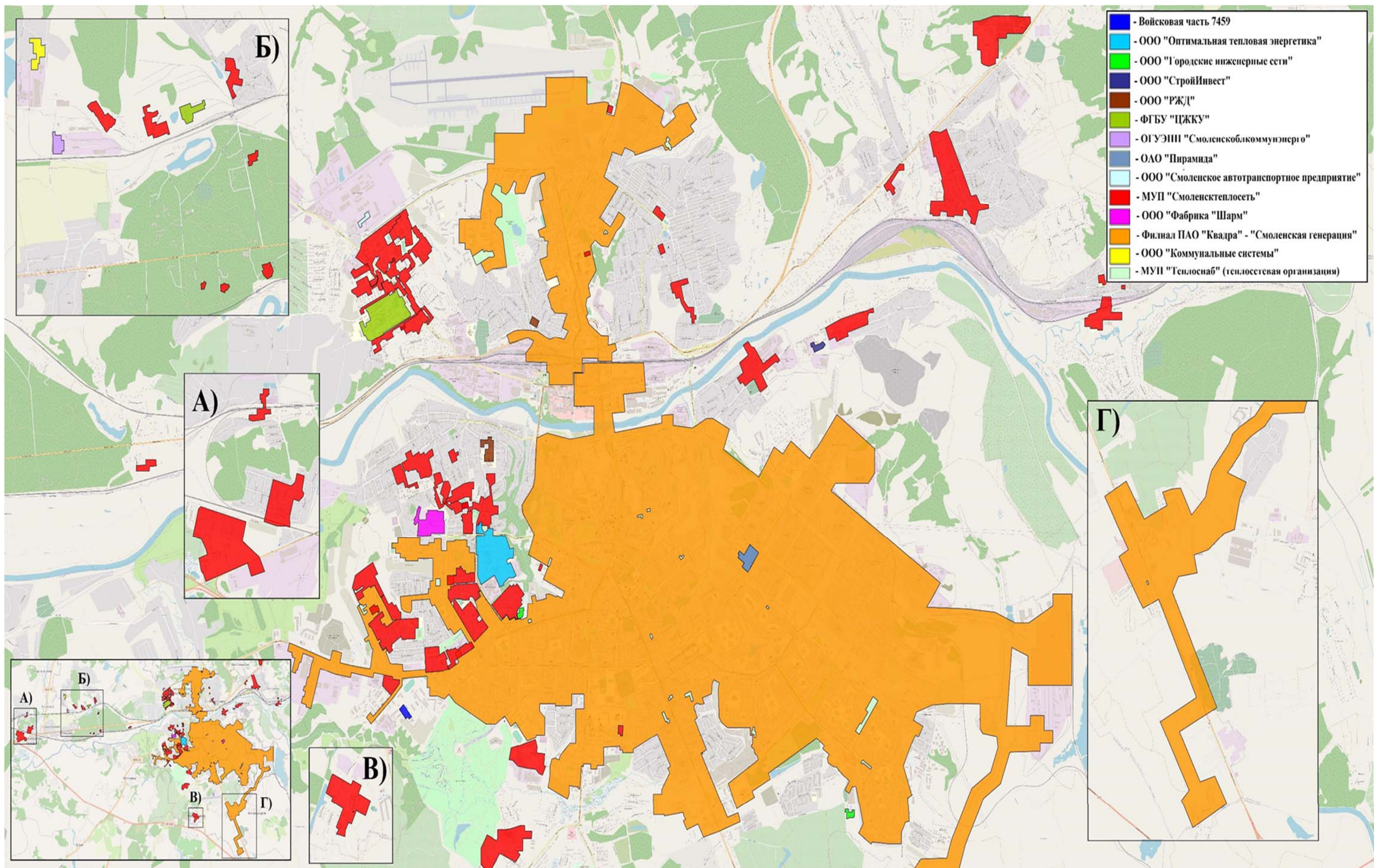


Рисунок 1.3 – Зоны действия источников тепловой энергии в разделении по теплоснабжающим организациям



### **1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями**

Система теплоснабжения города Смоленска закрытая. Горячая вода на нужды ГВС готовится в подогревателях, преимущественно по двухступенчатой схеме, ИТП, ЦТП. На некоторых котельных имеет место 4 трубная система.

Тепловая энергия от источников ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» по магистральным тепловым сетям ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» поступает в квартальные тепловые сети МУП «Смоленсктеплосеть» или на теплопотребляющие установки потребителей, которые непосредственно подключены к магистральным тепловым сетям или паропроводам ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация».

Тепловая энергия от котельных МУП «Смоленсктеплосеть» и ведомственных котельных поступает в квартальные тепловые сети МУП «Смоленсктеплосеть». Тепловая энергия, поступившая в квартальные тепловые сети МУП «Смоленсктеплосеть», далее направляется на теплопотребляющие установки конечных потребителей.

Схема реализации тепловой энергии в городе Смоленске показана на рисунке 1.4.

В 2014 году ПАО «Квадра» получила статус Единой теплоснабжающей организации в городе Смоленске. В настоящее время, независимо от источника теплоснабжения и принадлежности тепловых сетей, реализацию тепловой энергии на отопление всем потребителям города Смоленска осуществляет ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация». При этом ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» помимо производства тепловой энергии на собственных источниках, приобретает тепловую энергию от котельных МУП «Смоленсктеплосеть» и ведомственных котельных для реализации конечным потребителям, а также оплачивает услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям МУП «Смоленсктеплосеть» и ряда организаций, имеющих на балансе тепловые сети.

Реализацию горячей воды на ГВС всем потребителям города Смоленска осуществляет МУП «Смоленсктеплосеть», приобретая тепловую энергию на подогрев холодной воды у ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация», либо производимую на собственных котельных.

Схема договорных отношений в составе единой теплоснабжающей организации в городе Смоленске показана на рисунке 1.5.

Здесь следует отметить, что схема, при которой определение в качестве ЕТО, производится в отношении одной теплоснабжающей организации и распространяется на всю территорию города:

- с одной стороны, обеспечивает значительное преимущество, в части управления ценовыми (тарифными) последствиями (в числе которых, основным является регулирование предельной стоимости на коммунальные услуги отопления и горячего водоснабжения);
- с другой стороны, является фактором, при котором сохраняется ситуация внутриузлового перекрестного субсидирования, при котором существенно усложняется оценка исполнения критериев в части принятия решений в отношении развития системы теплоснабжения указанных в подпунктах 2, 3 и 4 пункта 8 Статьи 23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении".

## Схема реализации теплоэнергии в г. Смоленске (тарифы, действующие с 01.01.2019)

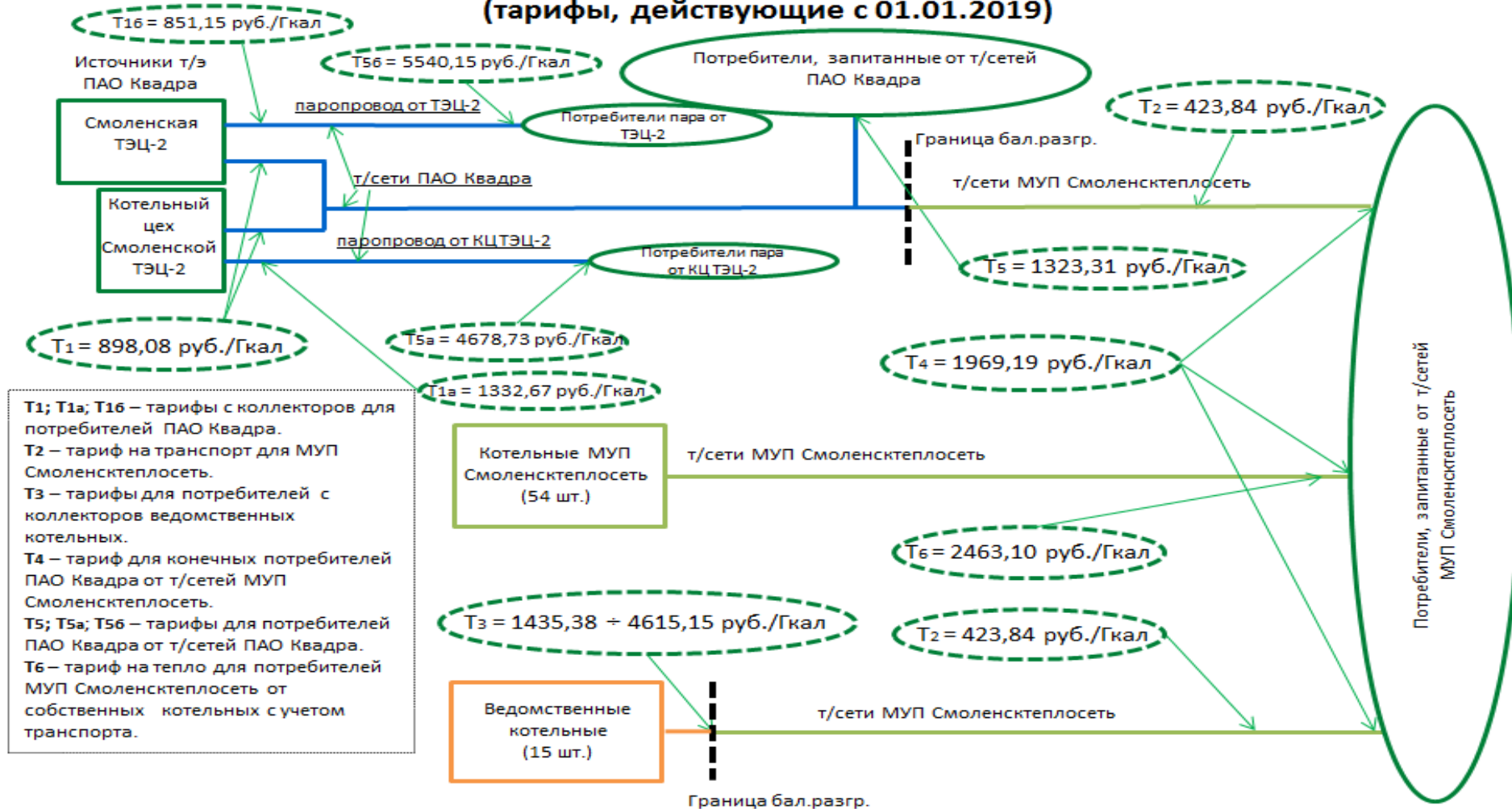


Рисунок 1.4 – Схема реализации тепловой энергии в городе Смоленске

## Схема договорных отношений участников рынка теплоснабжения г. Смоленска



Рисунок 1.5 – Схема договорных отношений между теплоснабжающими организациями

### **1.1.3 Описание зон действия производственных котельных**

Кроме вышеперечисленных централизованных источников тепла, в городе эксплуатируются производственные и отопительные котельные, каждая из которых осуществляет отпуск тепловой энергии на технологические нужды, отопление и горячее водоснабжение производственных и административных зданий собственно предприятий. Это котельные промышленных предприятий. Для подавляющего большинства организаций рассматриваемой категории теплоснабжение не является основным видом деятельности.

В городе Смоленск функционируют предприятия по следующим видам деятельности:

- Производство пищевых продуктов, включая напитки и табак – ОАО «Хлебопек», ОАО «Компания ЮНИМИЛК», ОАО «САОМИ», ЗАО «Объединение «Смоленскрыба», ОАО «Смолмясо», ОАО «Бахус»;
- Производство транспортных средств, машин и оборудования – ОАО «Торгмаш», ООО «Аркада-Инжиниринг», ОАО «САЗ», ОАО «Айсберг»;
- Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования – ОАО «Измеритель», ФГУП СПО «Аналитприбор», ОАО «ОСРАМ»;
- Текстильное и швейное производство – ОАО фирма «Восход», ЗАО «Смоленская чулочная фабрика», ООО Фабрика «Шарм»;
- Издательская и полиграфическая деятельность – ОАО «Смоленский полиграфический комбинат»;
- Производство прочих неметаллических минеральных продуктов – ООО «Гнездово», ООО «Теллура», ООО «Гнездовский завод ЖБИ», ООО «Кирпичный завод», ООО «Смоленский завод ЖБИ-2»;
- Ювелирное производство – ОАО «ПО «Кристалл».

В целом тепловые зоны производственных котельных, в соответствии с генеральным планом города Смоленска, в перспективе не будут изменяться как в сторону расширения, так и выделения объектов, входящих в зону эксплуатационной ответственности, определяемой границами не тарифицируемых поставок (собственные нужды), поэтому в схеме теплоснабжения в дальнейшем не рассматриваются.

### **1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения**

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

Основные преимущества подобных систем – большая гибкость настройки и малая инертность, а также отсутствие привязки к системе централизованного теплоснабжения в зонах с низкой плотностью тепловой нагрузки, что обуславливает целесообразность применения таких систем в районах, где централизованное теплоснабжение отсутствует. При резком изменении погоды от момента запуска системы до прогрева помещения до расчетной температуры проходит не более нескольких часов. В случае с индивидуальным отоплением от получаса до часа, хотя здесь многое зависит от типа используемого котла и способа циркуляции теплоносителя в системе.

Основным недостатком систем с индивидуальным отоплением относительно крупных источников, является отсутствие систем резервирования вводов электро- водо- и газоснабжения,

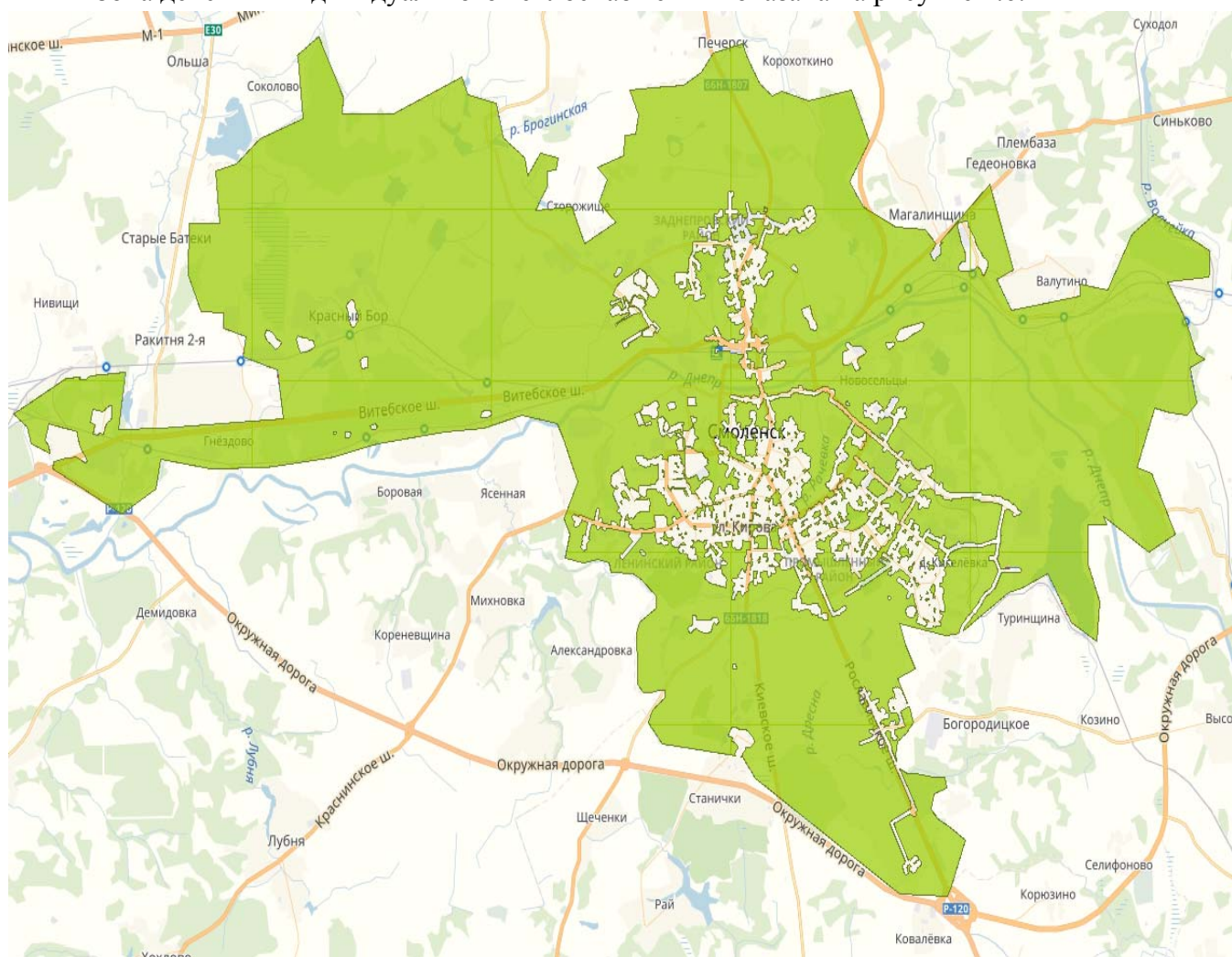


существенно повышающих требования безопасности систем теплоснабжения, указанные в пункте 5 Статьи 23 Федерального закона от 27.07.2010 N 190-ФЗ "О теплоснабжении".

Зоны действия индивидуального теплоснабжения на территории поселения располагаются, прежде всего, в районах застройки одно - двухквартирными жилыми домами с приусадебными земельными участками с плотностью тепловой нагрузки 0,12- 0,25 Гкал/ч на 1 га. Индивидуальные жилые дома расположены практически по всей территории города. Обеспечение теплом всей индивидуальной застройки децентрализованное от автономных (индивидуальных) газовых котлов или печного отопления.

Ряд кварталов жилой застройки также является зонами, где в многоквартирных домах существует индивидуальное теплоснабжение. Обеспечение теплом жилой застройки этих кварталов осуществляется поквартирным теплоснабжением – от газовых котлов, установленных в каждой квартире.

Зона действия индивидуального теплоснабжения показана на рисунке 1.6.



**Рисунок 1.6 – Зона действия индивидуального теплоснабжения**

### **1.1.5 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, города за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

В функциональной структуре теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения изменений не произошло.

## 1.2 Раздел 2. Источники тепловой энергии

### 1.2.1 Структура основного оборудования

В настоящее время на территории города Смоленска в области централизованного теплоснабжения существует три группы источников теплоснабжения:

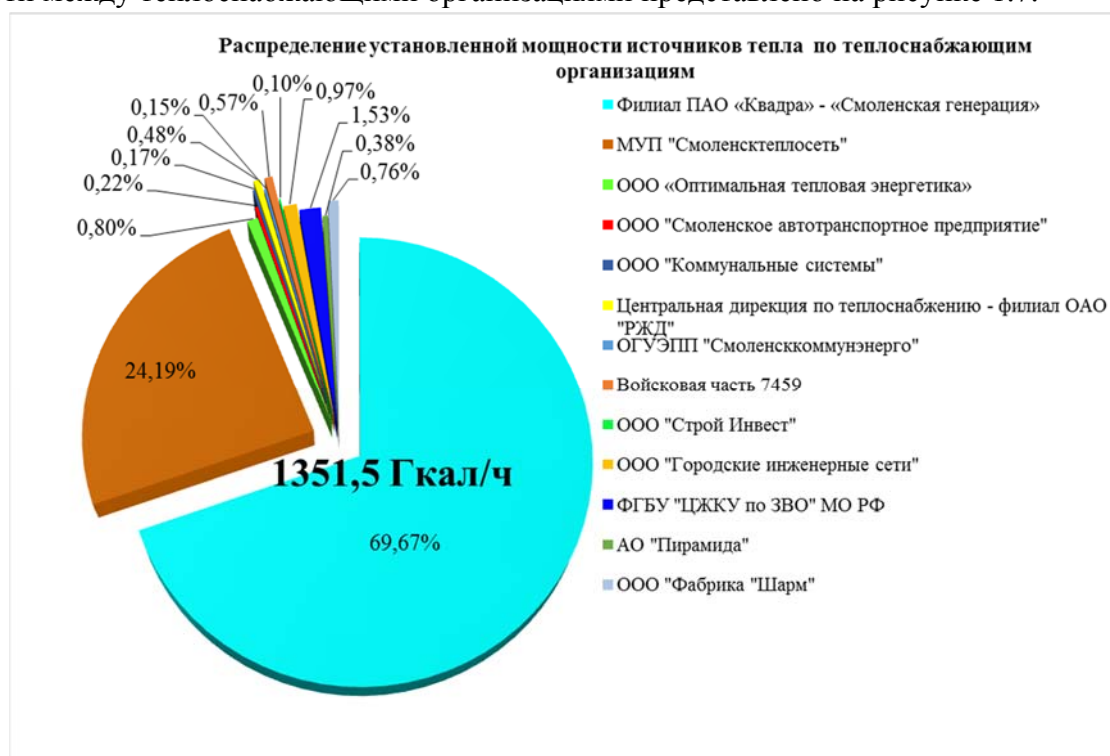
- источники филиала ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»: один источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии ПП «Смоленская ТЭЦ-2» и котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (бывшая ТЭЦ-1));

- котельные МУП «Смоленсктеплосеть» (54 шт.)

- ведомственные котельные (15 шт.).

Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» – крупнейший поставщик тепловой энергии для промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора города Смоленска. Его доля на рынке тепловой энергии города Смоленска превышает 80%.

Суммарная тепловая мощность источников централизованного теплоснабжения города Смоленска, на начало 2020 года, составляет 1351,5 Гкал/час, из них 774 Гкал/час составляет располагаемая мощность Смоленской ТЭЦ-2, в том числе в горячей воде – 689 Гкал/ч, в паре 85 Гкал/ч и 577,5 Гкал/час тепловая мощность котельных. Распределение установленной тепловой мощности между теплоснабжающими организациями представлено на рисунке 1.7.



**Рисунок 1.7** – Распределение установленной мощности источников тепла по теплоснабжающим организациям.

#### ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

ПП «Смоленская ТЭЦ-2» является филиалом ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация». Электростанция предназначена для централизованного теплоснабжения и электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей города Смоленска.

Смоленская ТЭЦ-2 была построена в поселке Маркатушино и введена в эксплуатацию в 1973 году для обеспечения тепловой энергией быстрорастущих промышленных предприятий г. Смоленска, в первую очередь на территории Промышленного района города. Кроме того,

станция должна была обеспечивать теплом строившиеся здесь жилые микрорайоны. Общий вид станции показан на рисунке 1.8.



**Рисунок 1.8** – Общий вид ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Установленная электрическая мощность Смоленской ТЭЦ-2 – 275 МВт, тепловая – 774 Гкал/ч, в том числе с горячей водой – 689 Гкал/ч и с паром 85 Гкал/ч.

Работа Смоленской ТЭЦ-2 осуществляется по диспетчерскому графику энергосистемы. Выдача электрической мощности Смоленской ТЭЦ-2 осуществляется через ОРУ на напряжении 110 кВ. Открытое распределительное устройство ОРУ-110 кВ включает 20 ячеек, имеет две секционированные системы шин и две обходные системы шин.

Присоединённая тепловая нагрузка внешних потребителей по состоянию на 01.01.2020 года составляет 484,4 Гкал/ч, в том числе с горячей водой – 468,1 Гкал/ч и с паром 16,29 Гкал/ч.

На сегодняшний день на Смоленской ТЭЦ-2 эксплуатируется следующее основное теплотехническое оборудование, установленное в котлотурбинном цехе:

- Паровая турбина ст.№1 ПТ-60-130/13 с максимальным расходом пара 387 т/ч при номинальных параметрах свежего пара  $P_0=130$  кгс/см<sup>2</sup>,  $t_0 = 545^{\circ}\text{C}$ , с двумя регулируемыми отборами пара производственным 85 Гкал/ч и теплофикационным 54 Гкал/ч и семью нерегулируемыми отборами пара для подогрева питательной воды и основного конденсата;

- Паровая турбина ст.№2 Т-100/120-130-2 с максимальным расходом пара 465 т/ч при номинальных параметрах свежего пара  $P_0=130$  кгс/см<sup>2</sup>,  $t_0 = 545^{\circ}\text{C}$ , с двумя отопительными теплофикационными отборами номинальной тепловой производительностью 160 Гкал/ч и с семью нерегулируемыми отборами пара для подогрева питательной воды и основного конденсата;

- Паровая турбина ст.№3 Т-110/120-130-2 с максимальным расходом пара 465 т/ч при номинальных параметрах свежего пара  $P_0=130$  кгс/см<sup>2</sup>,  $t_0 = 545^{\circ}\text{C}$ , с двумя отопительными теплофикационными отборами номинальной тепловой производительностью 175 Гкал/ч и с семью нерегулируемыми отборами пара для подогрева питательной воды и основного конденсата;

- Четыре паровых котла ст.№№1÷4 БКЗ-210-140-7. Котел однобарабанный, вертикальный, водотрубный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией и

уравновешенной тягой спроектирован для сжигания фрезерного торфа, а после реконструкции предназначен для сжигания природного газа и мазута, оборудованный тремя подовыми газомазутными горелками, производительностью 5 т/ч по мазуту и 5400 м<sup>3</sup>/ч по газу.

- Один котел ТГМЕ-464 однобарабанный, вертикальный, водотрубный, П образной компоновки с естественной циркуляцией, газоплотный предназначенный для работы под наддувом при сжигании природного газа и мазута.

В отдельном здании расположены три водогрейных котла КВГМ-100 ст. №№2, 3, 4 (ВК-2, ВК-3, ВК-4), работающие в период больших тепловых нагрузок или при остановках в зимний период одного из турбоагрегатов или котла.

Отвод дымовых газов от энергетических котлов ст. №№ 1-5 и водогрейных котлов ст. №№ 2-4 производится на дымовую трубу ст. № 2 высотой 180 м, диаметром устья 9,6 м.

Основным топливом является природный газ, резервным – мазут.

Структура основного оборудования Смоленской ТЭЦ-2 приведена в таблицах 1.2-1.4.

**Таблица 1.2 – Структура основного оборудования (котельное оборудование)**

Марка котла	Ст.№	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара	
				давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С
БКЗ-210-140-7	1	1973	210	140	550
БКЗ-210-140-7	2	1973	210	140	550
БКЗ-210-140-7	3	1973	210	140	550
БКЗ-210-140-7	4	1975	210	140	550
ТГМЕ-464	5	1982	500	140	550

**Таблица 1.3 – Структура основного оборудования (пиковые водогрейные котлы)**

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА
КВГМ-100	2	1979	100	70	150
КВГМ-100	3	1980	100	70	150
КВГМ-100	4	1986	100	70	150

Расчетная принципиальная тепловая схема Смоленской ТЭЦ-2 представлена на рисунке 1.9. Тепловая схема Смоленской ТЭЦ-2 – с поперечными связями по перегретому пару, питательной и сетевой воде. Тепловая схема Смоленской ТЭЦ-2 предполагает наличие перетоков по пару собственных нужд и по сетевой воде между оборудованием, относящимся к разным группам. Имеющиеся на станции перетоки пара происходят между энергоблоками через коллектор собственных нужд. Перетоки теплоносителя между группами оборудования и отдельными агрегатами ограничены подачей пара на собственные нужды агрегатов. Схема обеспечения паровых собственных нужд и выдачи пара внешним потребителям выполнена через общестанционный коллектор давлением 13 кгс/см<sup>2</sup>. Потребность в паре 13 кгс/см<sup>2</sup> обеспечивается турбоагрегатом ст.№1. Резервируется этот отбор быстродействующим РОУ-140/15×150 т/ч, а также двумя растопочными РОУ-140/15.

Для использования тепла пара, получаемого от котлов в период растопки, установлены растопочные редуционно-охладительные устройства РРОУ-140/15×120 т/ч, РРОУ-140/15×150 т/ч и БРОУ-140/15×150 т/ч.

Таблица 1.4 – Структура основного оборудования (турбинное оборудование)

Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод изготовитель	Мощность электричес кая		Параметры свежего пара		Расход свежего пара		Отбор Т					Отбор П				
			номинальная	максимальна я	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура	номинальны й	максимальн ый	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Производительность				Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Производительность			
										Номинальная		Максимальная			Ном.		Макс.	
			МВт	МВт	°С	т/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч			
ПТ-60-130/13	1973	ЛМЗ	60	63	130	545	-	387	0,7÷2,5	54	90	55	100	8÷18	85	120	175	250
Т-100/120-130-2	1973	УТМЗ	100	120	130	545	465	485	0,6÷2,5 0,5÷2,0	160	265	178	300	-	-	-	-	-
Т-110/120-130-4	1982	УТМЗ	110	120	130	545	480	500	0,6÷2,5 0,5÷2,0	175	290	184	310	-	-	-	-	-

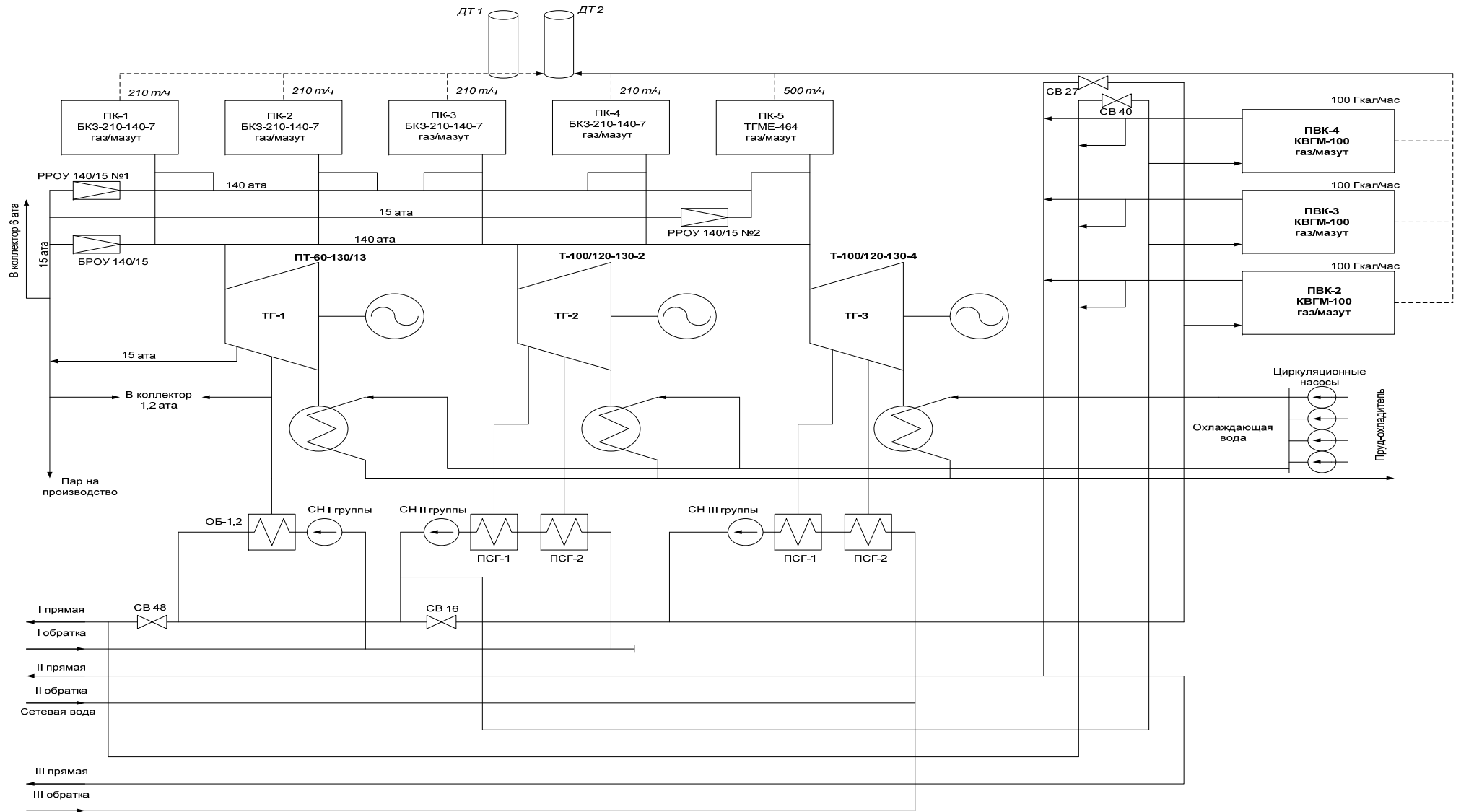


Рисунок 1.9 – Расчетная принципиальная тепловая схема Смоленской ТЭС-2



Состав и характеристики теплофикационного оборудования и сетевых насосов Смоленской ТЭЦ-2 приведен в таблице 1.5 и 1.6, соответственно.

**Таблица 1.5** – Технические характеристики сетевых подогревателей турбин

Наименование параметра	Тип подогревателя		
	Основной		Пиковый
	ПСВ-315-3-23	ПСГ-2300-3-8	ПСВ-500-14-23
Турбина ПТ-60-130/13	2	-	1
Турбина Т-100/120-130-2	-	2	-
Турбина Т-110/120-130-4	-	2	-
Количество и длина трубок, мм	1212×4545	4999×6080	1930×4545
Наружный диаметр и толщина стенок трубок, мм	19×1	24×1	19×1
Число ходов по водяной стороне	2	2	2
Расход воды, т/ч	1130	min 3400, max 9000	1500
Рабочее давление в паровом пространстве, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):	0,4 (4,0)	0,4 (4,0)	1,5 (15,0)
Рабочее давление в водяном пространстве, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):	2,4(24,0)	0,9 (9,0)	2,4 (24,0)
Температура воды на входе, °С	70	70	70*
Температура воды на выходе, °С	105	105	115*
Тепловая производительность, Гкал/ч	39,5	турбина ст.№2 - 160, турбина ст.№3 - 175	57,5*
Расчетное гидравлическое сопротивление водяного пространства, Мпа (м вод. ст.)	0,05 (5,0)	0,022 (2,2)	0,036 (3,6)

**Таблица 1.6** – Технические характеристики насосов теплофикационных установок

Наименование механизма	Типоразмер	Количество	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м в. ст.	Мощность, кВт
Насос сетевой	СЭ-2500-180	7	2500	180	1600
Насос сетевой летний	10НМК-2	2	1000	180	630
Насос конденсатный	КсВ-320-160	6	320	160	250
Насос конденсатный	КС-125-140	2	125	140	100
Насосы подпитки теплосети ст. №1 и№2	6К-8	2	160	30	30
Насос подпитки теплосети ст. №3	6НДС-60	1	320	70	110
Насос сырой воды	6НДН-60	3	320	50	75

### **Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (бывшая ТЭЦ-1)**

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» бывшая ТЭЦ-1 введена в эксплуатацию в 1933 году. В 1985 – 1989 годах котельная «Смоленских тепловых сетей» переведена в режим производственно-отопительной и обеспечивает ряд предприятий и часть коммунального хозяйства города Смоленска теплом и горячей водой. Теплофикационное оборудование на котельной не установлено.

Установленная тепловая мощность котельного цеха Смоленской ТЭЦ-2 – 167,6 Гкал/ч. Присоединённая тепловая нагрузка внешних потребителей по состоянию на 01.01.2019 года составляет 101,3 Гкал/ч. в том числе с горячей водой – 93,4 Гкал/ч и с паром 7,9 Гкал/ч. Общий вид котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» показан на рисунке 1.10.



**Рисунок 1.10** – Общий вид котельного цеха ПП «Смоленская ТЭС-2»

Котельный цех состоит из двух отделений: паровых и водогрейных котлов. От паровых котлов котельная отпускает пар сторонним потребителям и на нагрев сетевой воды. Водогрейные котлы используются в схеме подогрева сетевой воды.

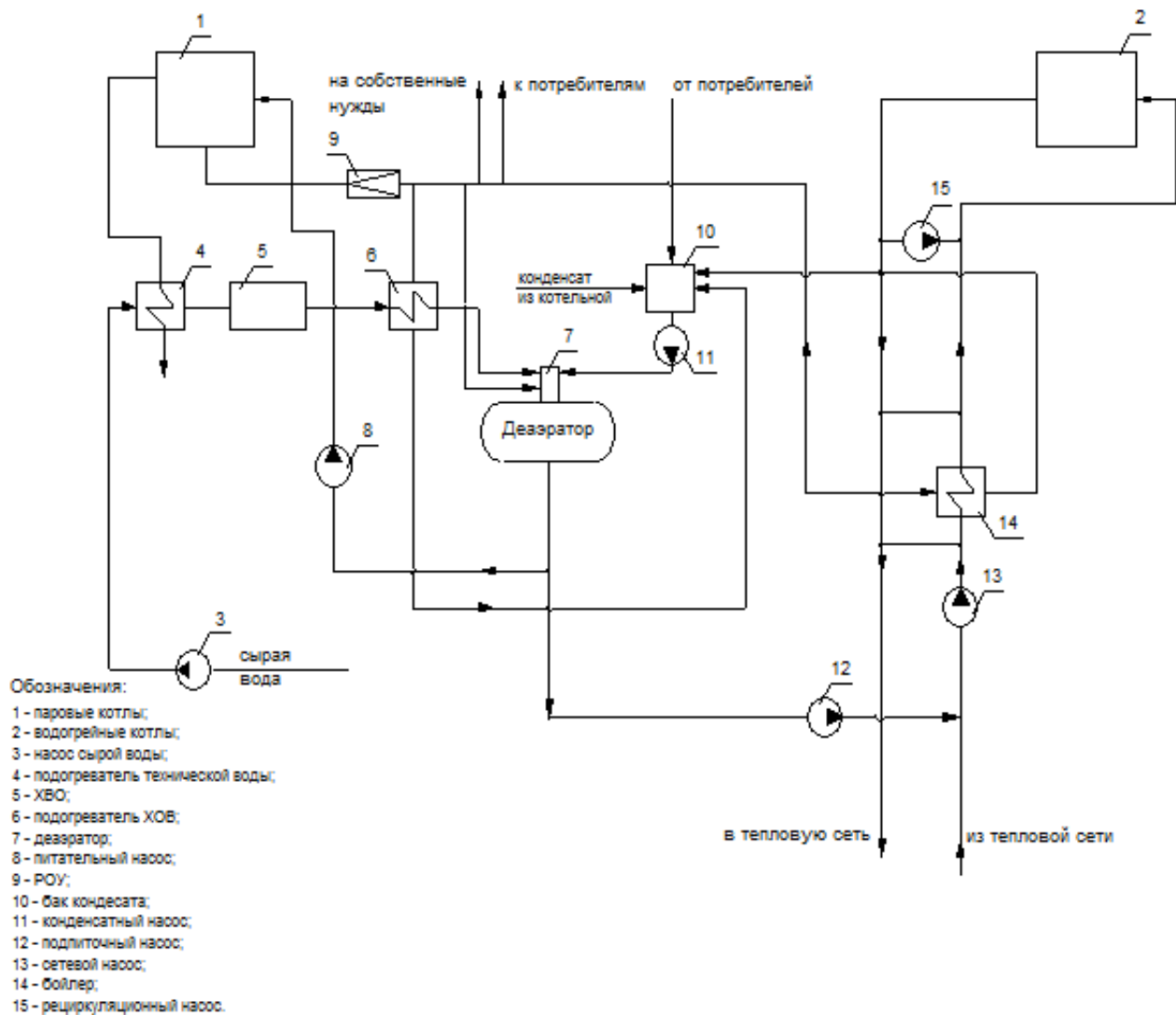
Общие сведения, об установленном основном оборудовании в котельной приведены в таблице 1.7.

**Таблица 1.7** – Основное оборудование котельного цеха ПП «Смоленская ТЭС-2»

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основ./резер.	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов "брутто", %
					°С	Гкал/ч	%	
<b>ПАО "Квадра" - «Смоленская генерация»</b>								
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭС-2, ул. Кашена, 10а	БМ-45	газ/мазут	1961	П	150/70	30,4	167,6	91,95%
	ТС-20Р		1956	П	срезка	13,5		91,46%
	ТП-35ур		1957	П	115 при -	23,7		93,40%
	ПТВМ-50		1966	В	13 и 70	50,0		90,88%
	ПТВМ-50		1967	В	при +3	50,0		92,21%

Технологическая схема котельной приведена на рисунке 1.11.





**Рисунок 1.11** – Технологическая схема котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Пар, выработанный котлами, редуцируется в РОУ и подается производственным потребителям, на подогреватели сетевой воды, подогреватели сырой, химобессоленной воды, а также на подогреватели системы отопления зданий котельной. Вода после деаэратора подпитки тепловой сети подпиточным насосом подается в трубопровод обратной сетевой воды перед сетевыми насосами.

Отпуск тепловой энергии потребителям с паром осуществляется с коллекторов пара после РОУ. Источниками тепловой энергии с горячей водой в отопительный период являются водогрейные котлы и подогреватели сетевой воды, в неотапительный период отпуск тепла с горячей водой осуществляется от ПП «Смоленская ТЭЦ-2» через перекачивающую станцию ПНС-3.

К основным недостаткам тепловой схемы котельной следует отнести постоянное использование РОУ для обеспечения потребителей паром, отсутствие охладителей деаэрированной воды перед подачей её питательными насосами и отсутствие конденсатоотводчиков после пароводяных теплообменников.

В котельном цехе ПП «Смоленская ТЭЦ-2» установлено и находятся в эксплуатации пять РОУ ст. №№ 1-5 общей производительностью 275 т/ч и три пароводяных подогревателя сетевой воды ст. №№ 1-3 общей производительностью 84 Гкал/ч.

Технические характеристики насосов приведены в таблице 1.8.

**Таблица 1.8 – Характеристики насосов**

Тип	Количество	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м
ЦН-400-105	1	500	92,5
NP 200/500	4	520	98
Д630/90	1	630	90
АЦНС38-110	3	38	115

### Котельные прочих теплоснабжающих организаций

В системах централизованного теплоснабжения потребителей города Смоленска, помимо котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2», функционирует еще 69 котельных суммарной установленной тепловой мощностью 410,45 Гкал/час. Из этих котельных 55 котельных находятся на балансе МУП "Смоленсктеплосеть", по 2 котельных – на балансе ОАО «РЖД, ООО "Городские инженерные сети" и ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ. Кроме того, по 1 котельной находится на балансе ООО «Оптимальная тепловая энергетика», ООО Смоленское автотранспортное предприятие", ООО "Коммунальные системы", ОГУЭПП "Смоленскоблкоммунэнерго", Войсковая часть 7459, ООО "Строй Инвест", АО «Пирамида» и ООО «Фабрика «Шарм».

Распределение установленной мощности котельных по теплоснабжающим организациям представлено на рисунке 1.12.



**Рисунок 1.12 – Распределение установленной мощности котельных по теплоснабжающим организациям**

Общие сведения, об установленном основном оборудовании на источниках тепловой энергии города Смоленска, полученные от теплоснабжающих организаций, приведены в таблице 1.9.

**Таблица 1.9 – Основное оборудование на источниках тепловой энергии теплоснабжающих организаций**

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность	КПД котлов по РК, %	
					°С	Гкал/ч	%	
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>								
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	БМ-45	газ/мазут	1961	П	150/70 срезка 115 при -13 и 70 при +3	30,4	167,6	91,95%
	ТС-20Р		1956	П		13,5		91,46%
	ТП-35ур		1957	П		23,7		93,40%
	ПТВМ-50		1966	В		50,0		90,88%
	ПТВМ-50		1967	В		50,0		92,21%
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>								
Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	КВТС-1	газ/нет	2008	В	95/70	1,0	12,00	81,50%
	КВТС-1		2002	В		1,0		79,35%
	КВТС-1		2007	В		1,0		83,45%
	КВТС-1		1999	В		1,0		81,50%
	КВТС-1		2004	В		1,0		81,91%
	КВТС-1		2000	В		1,0		76,99%
	КВТС-1		2019	В		1,0		80,60%
	КВТС-1		1998	В		1,0		77,70%
	КВТС-1		2008	В		1,0		82,25%
	КВТС-1		1998	В		1,0		79,33%
	КВТС-1		2004	В		1,0		76,01%
	КВТС-1		2004	В		1,0		80,31%
Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	КВТС-1	газ/нет	2003	В	95/70	1,0	6,00	82,36%
	КВТС-1		2003	В		1,0		80,62%
	КВТС-1		2003	В		1,0		84,69%
	КВТС-1		2003	В		1,0		81,77%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %
					°С	Гкал/ч		%
	КВТС-1		2018	В		1,0		82,16%
	КВТС-1		2009	В		1,0		81,21%
Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	КВТС-1	газ/нет	1995	В	95/70 срезка 70 при - 7	1,0	5,00	78,34%
	КВТС-1		1996	В		1,0		78,46%
	КВТС-1		1995	В		1,0		79,76%
	КВТС-1		2019	В		1,0		78,48%
	КВТС-1		2019	В		1,0		81,30%
	КВТС-1		2019	В		1,0		81,30%
Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	КВТС-1	газ/нет	2003	В	95/70	1,0	6,00	80,24%
	КВТС-1		2003	В		1,0		75,77%
	КВТС-1		2003	В		1,0		80,47%
	КВТС-1		2007	В		1,0		76,84%
Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	КВТС-1	газ/нет	2004	В	95/70	1,0	9,20	74,81%
	КВТС-1		2004	В		1,0		76,53%
	КВТС-1		1993	В		1,0		73,46%
	КВТС-1		1994	В		1,0		67,72%
	КВТС-1		2003	В		1,0		70,84%
	КВТС-1		2003	В		1,0		70,03%
	КСВ-1,86		1995	В		1,60		80,42%
	КСВ-1,86		1995	В		1,60		82,76%
Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	КВТС-1	газ/нет	2003	В	95/70	1,0	3,00	81,79%
	КВТС-1		2002	В		1,0		79,17%
	КВТС-0,5		2002	В		0,50		82,47%
	КВТС-0,5		2004	В		0,50		86,86%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %
					°С	Гкал/ч		%
Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	КВ-ГМ-2,32-115Н	газ/нет	2007	В	95/70	1,995	7,98	93,25%
	КВ-ГМ-2,32-115Н		2007	В		1,995		92,52%
	КВ-Г-2,32-95Н		2002	В		1,995		87,30%
	КВ-Г-2,32-95Н		2002	В		1,995		87,07%
Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	Турботерм 3150 (КВа-3,15-Гс/ЛЖ)	газ/нет	2013	В	95/70	2,71	6,71	93,03%
	Турботерм 3150 (КВа-3,15-Гс/ЛЖ)		2013	В		2,71		92,43%
	Е-1/9Г		2013	П		0,65		83,18%
	Е-1/9Г		2013	П		0,65		87,29%
Котельная №14, пос. Геденовка	ДКВр-2,5-13	газ/нет	1970	Рек. Вод.	95/70 срезка 70 при - 7	1,513	4,54	88,34%
	ДКВр-2,5-13		1972	Рек. Вод.		1,513		86,14%
	ДКВр-2,5-13		1974	Рек. Вод.		1,513		88,34%
Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	ТВГ-1,5	газ/нет	1995	В	95/70 срезка 70 при - 7	1,5	8,50	84,08%
	КВТС-1		1995	В		1,0		80,73%
	КВТС-1		2003	В		1,0		83,21%
	КВТС-1		2003	В		1,0		84,90%
	КВУ-2/95		1997	В		2,00		84,55%
	КВУ-2/95		1997	В		2,00		87,23%
Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	КВТС-1	газ/нет	1995	В	95/70	1,0	4,00	76,83%
	КВТС-1		1995	В		1,0		77,48%
	КВТС-1		1994	В		1,0		79,88%
	КВТС-1		1994	В		1,0		76,89%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %	
					°С	Гкал/ч	%		
Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	КВТС-1	газ/нет	1995	В	95/70	1,0	13,50	83,10%	
	ТВГ-1,5		1995	В				1,50	78,84%
	ТВГ-1,5		1993	В				1,50	79,75%
	ТВГ-1,5		1993	В				1,50	81,50%
	КВТС-1		1992	В				1,0	66,74%
	КВТС-1		2004	В				1,0	74,17%
	КВТС-1		1993	В				1,0	83,26%
	КВТС-1		1991	В				1,0	73,57%
	КВТС-1		1991	В				1,0	83,54%
	КВТС-1		1990	В				1,0	79,22%
	КВТС-1		1990	В				1,0	77,37%
	КВТС-1		2004	В				1,0	80,57%
Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	КВТС-1	газ/нет	2004	В	95/70	1,0	8,00	81,49%	
	КВТС-1		2004	В				1,0	80,86%
	КВТС-1		2003	В				1,0	78,70%
	КВТС-1		1996	В				1,0	79,37%
	КВТС-1		1997	В				1,0	78,54%
	КВТС-1		1999	В				1,0	79,15%
	КВТС-1		1994	В				1,0	79,64%
	КВТС-1		1994	В				1,0	77,70%
Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	КВТС-1	газ/нет	2004	В	95/70	1,0	8,00	74,09%	
	КВТС-1		2002	В				1,0	81,53%
	КВТС-1		2004	В				1,0	78,99%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %		
						°С	Гкал/ч		%	
	КВТС-1		1996	В			1,0	82,20%		
	КВТС-1		2003	В				79,13%		
	КВТС-1		1993	В				79,67%		
	КВТС-1		1994	В				80,37%		
	КВТС-1		1995	В				80,51%		
	КВТС-1									
Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	ТВГ-8М	газ/нет	1984	В	115/70		8,30	23,10	88,13%	
	ТВГ-8М		1984	В				8,30	90,67%	
	КВГ-7,56		1989	В				6,50	92,15%	
Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	КВТС-1	газ/нет	1993	В	95/70		1,0	6,00	79,87%	
	КВТС-1		2004	В					1,0	83,44%
Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	КВТС-1	газ/нет	1994	В	95/70		1,0	6,00	83,31%	
	КВТС-1		1994	В					1,0	81,12%
	КВТС-1		1991	В					1,0	81,18%
	КВТС-1		1990	В					1,0	83,36%
Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	КВТС-1	газ/нет	1993	П	95/70		1,0	2,00	78,35%	
	КВТС-1		2003	П					1,0	76,81%
Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	Е-1/9Г-3	газ/нет	1994	П	пар на прачечную		0,64	1,28	84,48%	
	Е-1/9Г-3		1994	П					0,64	87,23%
Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	КВТС-0,5	газ/нет	1993	В	95/70 срезка 70 при - 7		0,50	1,50	69,78%	
	КВТС-1		2002	В					1,0	77,43%
Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы- интерната	КВТС-1	газ/нет	2003	В	95/70		1,0	4,00	80,20%	
	КВТС-1		1995	В					1,0	80,20%
	КВТС-1		1995	В					1,0	82,04%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %
					°С	Гкал/ч		%
	КВТС-1		1995	В		1,0		64,41%
Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	КВТС-1	газ/нет	1993	В	95/70	1,0	2,00	81,18%
	КВТС-1		1993	В		1,0		83,10%
Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	КВТС-1	газ/нет	1993	В	95/70 срезка 70 при - 7	1,0	2,00	66,02%
	КВТС-1		1993	В		1,0		75,27%
Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	КВТС-1	газ/нет	1993	В	95/70 срезка 70 при - 7	1,0	3,00	78,61%
	КВТС-1		1993	В		1,0		78,23%
	КВТС-1		1993	В		1,0		74,25%
Котельная №32 ул. Соболева, д.116	КВ-ГМ-2,32-115Н	газ/нет	2006	В	95/70	2,03	4,06	88,75%
	КВ-ГМ-2,32-115Н		2006	В		2,03		87,89%
Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	КВТС-1	газ/нет	1992	В	95/70	1,0	4,00	72,77%
	КВТС-1		1992	В		1,0		78,44%
	КВТС-1		1990	В		1,0		70,72%
	КВТС-1		1990	В		1,0		73,40%
Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	КВТС-1	газ/нет	2003	В	95/70 срезка 70 при - 7	1,0	6,00	83,51%
	КВТС-1		2003	В		1,0		78,60%
	КВТС-1		2018	В		1,0		79,13%
	КВТС-1		2018	В		1,0		81,85%
	КВТС-1		1995	В		1,0		77,73%
	КВТС-1		2005	В		1,0		78,22%
Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	КВ-ГМ-1,16-95Н	газ/нет	2007	В	95/70	0,998	5,99	94,01%
	КВ-ГМ-1,16-95Н		2007	В		0,998		93,87%
	КВ-ГМ-1,16-95Н		2007	В		0,998		94,41%



Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %	
					°С	Гкал/ч	%		
	КВ-ГМ-1,16-95Н		2007	В			0,998	94,86%	
	КВ-ГМ-1,16-95Н		2007	В			0,998		94,83%
	КВ-ГМ-1,16-95Н		2007	В			0,998		94,53%
Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	Турботерм ТТ-3150	газ/нет	2013	В	95/70		2,71	8,13	93,63%
	Турботерм ТТ-3150		2013	В			2,71		93,29%
	Турботерм ТТ-3150		2013	В			2,71		92,43%
Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	КВТС-1	газ/нет	2005	В	95/70		1,0	3,00	71,81%
	КВТС-1		1998	В			1,0		77,08%
	КВТС-1		2004	В			1,0		67,69%
Котельная №38, ул. Мало- Краснофлотская (в районе дома №31а)	КВТС-1	газ/нет	2003	В	95/70		1,0	6,00	78,59%
	КВТС-1		2003	В			1,0		82,26%
	КВТС-1		2003	В			1,0		73,74%
	КВТС-1		2003	В			1,0		77,89%
	КВТС-1		2019	В			1,0		76,14%
	КВТС-1		2003	В			1,0		74,65%
Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	КВТС-1	газ/нет	2001	В	95/70 срезка 70 при - 7		1,0	6,00	73,44%
	КВТС-1		2003	В			1,0		74,51%
	КВТС-1		2003	В			1,0		77,15%
	КВТС-1		2005	В			1,0		71,06%
	КВТС-1		1992	В			1,0		79,20%
	КВТС-1		2002	В			1,0		70,97%
Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	КВТС-1	газ/нет	2007	В	95/70		1,0	5,00	80,64%
	КВТС-1		2012	В			1,0		79,80%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %	
					°С	Гкал/ч		%	
	КВТС-1		2012	В			1,0	79,90%	
	КВТС-1		2003	В				80,31%	
	КВТС-1		2007	В				81,74%	
Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	КВТС-0,5	газ/нет	2003	В	95/70		5,00	77,50%	
	КВТС-0,5		2002	В				73,18%	
	КВТС-1		2009	В				83,36%	
	КВТС-1		2019	В				82,17%	
	КВТС-1		2019	В				80,47%	
Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	КВТС-1	газ/нет	1998	В	95/70 срезка 70 при - 7		4,00	83,39%	
	КВТС-1		2003	В				82,89%	
	КВТС-1		2003	В				78,23%	
	КВТС-1		2003	В				81,73%	
Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	Братск-1Г	газ/нет	1989	В	95/70 срезка 70 при - 7		3,44	88,10%	
	Братск-1Г		1989	В				87,15%	
	Братск-1Г		1989	В				77,41%	
	Братск-1Г		1989	В				87,77%	
Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	КВТС-1	газ/нет	2009	В	95/70		3,00	79,53%	
	КВТС-1		1997	В				78,45%	
	КВТС-1		1997	В				82,68%	
Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	ДКВР-20/13-115ГМ	газ/нет	1978	Рек. Вод.	95/70 срезка 70 при - 7		24,88	92,96%	
	ДКВР-20/13-115ГМ		1978	Рек. Вод.				92,28%	
Котельная №50 ул. Соболева, д.113	ДКВР-10/13	газ/нет	1968	Рек. Вод.	95/70 срезка 70 при - 7		6,2	15,43	88,85%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %
					°С	Гкал/ч		%
	ДКВР-10/13		1968	Рек. Вод.		6,2		89,14%
	КВ-Г-3,48-95Н		2009	В		2,99		94,09%
Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	ДКВр-2.5/13- 115ГМ	газ/нет	1975	Рек. Вод.	95/70	1,56	3,11	88,00%
	ДКВр-2.5/13- 115ГМ		1975	Рек. Вод.		1,56		88,29%
Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	КВ-ГМ-0,75-115Н	газ/нет	2002	В	95/70 срезка 70 при - 7	0,65	1,29	92,76%
	КВ-ГМ-0,75-115Н		2009	В		0,65		92,58%
Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	КВ-Г-1,16-95Н	газ/нет	2002	В	95/70	1,0	3,99	87,50%
	КВ-Г-1,16-95Н		2002	В		1,0		87,01%
	КВ-Г-1,16-95Н		2003	В		1,0		86,82%
	КВ-ГМ-1,16-95Н		2016	В		1,0		85,58%
Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	КВа-2,5 ЭЭ	газ/нет	2005	В	95/70	2,15	8,60	91,98%
	КВа-2,5 ЭЭ		2005	В		2,15		93,45%
	КВа-2,5 ЭЭ		2005	В		2,15		93,03%
	КВа-2,5 ЭЭ		2005	В		2,15		91,70%
Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	GKS-Dynatherm 3200	газ/нет	2012	В	95/70	2,75	5,50	91,93%
	GKS-Dynatherm 3200		2012	В		2,75		91,99%
Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	НР-18	газ/нет	1999	В	95/70 срезка 70 при - 7	0,696	3,97	80,24%
	НР-18		1999	В		0,696		74,79%
	КСВа-1,0		2001	В		0,86		91,76%
	КСВа-1,0		2001	В		0,86		91,27%
	КСВа-1,0		2001	В		0,86		91,15%
Котельная №66, ул. Колхозная д.48	КВ-3	газ/нет	2007	В	95/70	2,58	5,16	92,43%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %
					°С	Гкал/ч		%
(на территории ОАО "Стекло")	КВ-3		2007	В		2,58		92,75%
Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	КВ-Г-2,32-115Н	газ/нет	2004	В	95/70	2,0	7,98	92,76%
	КВ-Г-2,32-115Н		2004	В		2,0		92,58%
	КВ-Г-2,32-115Н		2004	В		2,0		91,19%
	КВ-Г-2,32-115Н		2004	В		2,0		91,48%
Котельная №68 ул. Кловская, д.27	КВГ-0,8-115Н	газ/нет	2017	В	95/70 срезка 70 при - 7	0,688	1,38	91,90%
	КВГ-0,8-115Н		2017	В		0,688		91,46%
Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	ИШМА-50	газ/нет	2006	В	95/70	0,43	0,86	89,06%
	ИШМА-50		2006	В		0,43		88,46%
Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	КВ-ГМ-1,5-115Н	газ/нет	2010	В	95/70 срезка 70 при - 7	1,29	2,58	89,93%
	КВ-ГМ-1,5-115Н		2010	В		1,29		90,79%
Котельная ООО "Смолхладосервис", ул. Октября, д.46	КВ-ГМ-1-115Н	газ/нет	2006	В	95/70	0,86	1,72	91,70%
	КВ-ГМ-1-115Н		2006	В		0,86		92,37%
Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	ДКВр-4/13	газ/нет	1980	Рек. Вод.	95/70 срезка 70 при - 7	2,42	7,26	90,77%
	ДКВр-4/13		1980	Рек. Вод.		2,42		91,08%
	ДКВр-4/13		1980	Рек. Вод.		2,42		90,05%
Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	WOLF GKS Dynatherm-5000	газ/нет	2012	В	115/70 срезка 70 при -1	4,99	14,96	91,80%
	WOLF GKS Dynatherm-5000		2012	В		4,99		91,69%
	WOLF GKS Dynatherm-5000		2012	В		4,99		91,60%
Котельная ул. Кутузова д.15	Viessmann Vitoplex 100 PV1	газ/нет	2017	В	95/70	0,215	0,43	91,73%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %
						°С	Гкал/ч	
	Viessmann Vitoplex 100 PV1		2017	В		0,215		91,66%
Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	PREX-550	газ/нет	1999	В	95/70	0,473	0,95	89,87%
	PREX-550		1999	В		0,473		89,88%
						<b>327,0</b>	<b>327,0</b>	
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>								
БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	GKS Dynatherm 3500	газ/нет	2015	В	95/70	3,01	10,75	92,36%
	GKS Dynatherm 4500		2015	В		3,87		92,85%
	GKS Dynatherm 4500		2015	В		3,87		92,91%
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>								
Котельная ООО "СмоЛАТП"	KBTC-1	газ/нет	1985	В	95/70	1,0	3,00	84,73%
	KBTC-1		1985	В		1,0		85,03%
	KBTC-1		1985	В		1,0		84,28%
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>								
Котельная ООО "Коммунальные системы"	Riello RTQ 1250	газ/нет	2016	В	115/70 срезка 70 при -3	1,15	2,30	92,58%
	Riello RTQ 1250		2016	В		1,15		92,23%
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>								
Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	Vitoplex PV1-1700	газ/нет	2016	В	95/70	1,462	4,82	91,11%
	Vitoplex PV1-1700		2016	В		1,462		91,40%
	Vitoplex PV1-1700		2016	В		1,462		91,49%
	Vitoplex PV1-500		2016	В		0,430		91,33%
Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а	KBГМ-1	газ/нет	2003	В	95/70	0,86	1,72	92,95%
	KBГМ-1		2003	В		0,86		90,65%
<b>ОГУЭПП "Смоленсккомунэнерго"</b>								
Котельная п. 430 км	REX-1200	газ/нет	2014	В	95/70	1,032	2,06	90,82%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной °С	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, % %
						Гкал/ч		
	REX-1200		2014	В		1,032		93,05%
<b>Войсковая часть 7459</b>								
Котельная в/ч 7459	ЗИОСАБ-3000	газ/нет	2006	В	95/70	2,58	7,74	90,53%
	ЗИОСАБ-3000		2006	В		2,58		90,30%
	ЗИОСАБ-3000		2006	В		2,58		90,15%
<b>ООО "Строй Инвест"</b>								
Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	КВ-ГМ-0,75-115Н	газ/нет	2018	В	115/70	0,645	1,29	93,80%
	КВ-ГМ-0,75-115Н		2018	В		0,645		93,55%
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>								
БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)	REX4000	газ/нет	2014	В	95/70	3,440	6,88	91,11%
	REX4000		2014	В		3,440		90,93%
БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	REX2000	газ/нет	2015	В	95/70	1,720	6,19	90,65%
	REX2000		2015	В		1,720		90,13%
	REX2000		2015	В		1,720		90,07%
	REX1200		2015	В		1,032		91,58%
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>								
Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	LOOS UT-L18	газ/нет	2009	В	95/70	2,15	15,57	89,17%
	LOOS UT-L34		2009	В		4,47		89,40%
	LOOS UT-L34		2009	В		4,47		89,73%
	LOOS UT-L34		2009	В		4,47		89,06%
Котельная №83	КВ1-0,1Г	газ/нет	1998	В	95/70	0,86	5,16	89,34%
	КВ1-0,1Г		1998	В		0,86		86,63%
	КВ1-0,1Г		1998	В		0,86		88,73%

Наименование и адрес котельной	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки	Тип котла	Температурный график работы котельной	Установленная тепловая мощность		КПД котлов по РК, %
					°С	Гкал/ч		%
	KB1-0,1Г		1998	В		0,86		87,97%
	KB1-0,1Г		1998	В		0,86		88,40%
	KB1-0,1Г		1998	В		0,86		89,90%
<b>АО "Пирамида"</b>								
Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	Prothem Bison NO3000	газ/нет	2012	В	115/70	2,58	5,16	92,14%
	Prothem Bison NO3000		2012	В		2,58		92,23%
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>								
Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	BOOSTER BSS 4000 HG	газ/нет	2019	П	95/70	2,57	10,30	87,27%
	BOOSTER BSS 4000 HG		2019	П		2,57		88,02%
	BOOSTER BSS 4000 HG		2019	П		2,57		90,72%
	BOOSTER BSS 4000 HG		2019	П		2,57		89,45%
<b>Всего по городу Смоленск</b>						<b>1351,5</b>	<b>1351,5</b>	

Основной парк котельного оборудования представлен котлами различной мощности отечественных производителей – КВТС, ДКВр, КВГМ, Турботерм, ЗиоСаб, и др.

Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов отсутствуют. Согласно СО153-34.17.469-2003, срок службы паровых водотрубных котлов составляет 24 года, водогрейных котлов всех типов – 16 лет.

Исходя из данных о годе ввода в эксплуатацию котельного оборудования, приведенных выше в таблице 8, на большей части котельных не исключены проблемы со сверхнормативным износом котельного оборудования.

### **1.2.2 Параметры установленной тепловой и электрической мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.**

Теплофикация – это централизованное теплоснабжение на базе комбинированного производства электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентралях. Термодинамическая эффективность производства электроэнергии по теплофикационному циклу обусловлена исключением отвода тепла в окружающую среду, неизбежного при производстве электроэнергии по конденсационному циклу.

В настоящее время, на территории города Смоленска, действует единственный источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ПП «Смоленская ТЭЦ-2» эксплуатируемая филиалом ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация». Источник введен в эксплуатацию в 2011 году.

Установленная электрическая мощность тепловой электрической станции составляет 275 МВт, а тепловая – 774 Гкал/ч, в том числе с горячей водой – 689 Гкал/ч и с паром 85 Гкал/ч. Согласно информации предоставленной эксплуатирующей организацией ограничения в выработке электрической и тепловой энергии на Смоленской ТЭЦ-2 - отсутствуют.

Параметры установленной тепловой мощности котельных приведены в таблице 8 п/п 1.2.1.

### **1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Ограничение и отключение потребителей тепловой энергии применяется при возникновении недостатка тепловой мощности на источниках тепла, а также при недостаточном гидравлическом напоре в сети, во избежание недопустимых условий работы оборудования, для предотвращения возникновения и развития аварий, для их ликвидации и для исключения неорганизованных отключений потребителей.

До начала отопительного периода должны составляться графики ограничений и отключений абонентов, обеспечивающие локализацию аварийных ситуаций, предотвращение длительного и глубокого нарушения гидравлического и теплового режимов систем теплоснабжения. Графики ограничения тепловой нагрузки (Гкал/час, т/час) и отпуск тепла (Гкал) в горячей воде, вводимые при недостатке тепловой мощности или топлива, разрабатываются в нескольких вариантах с разбивкой величин снижаемой мощности по ограничению, их очередность в зависимости от сложившихся условий. В графиках ограничения по нагрузке и по тепловой энергии указываются параметры по каждому виду теплоносителя.

Графики отключения потребителей от теплофикационных трубопроводов вводятся при явной угрозе возникновения аварии или возникшей аварии на районных котельных или в тепловых сетях, когда нет времени вводить в действие графики ограничения нагрузки



потребителей. Очередность отключения потребителей по мощности устанавливается теплоснабжающей организацией в зависимости от местных условий.

Потребители располагаются в графиках ограничений и отключений в порядке их ответственности и народнохозяйственного значения, сначала наименее ответственные, затем наиболее ответственные.

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника за вычетом мощности, не реализуемая по техническим причинам. Снижение тепловой мощности оборудования может быть связано, к примеру, и с эксплуатацией его на продленном техническом ресурсе за счет снижения параметров пара перед турбиной, отсутствия рециркуляции в пиковых водогрейных котлах и др.

Параметры располагаемой тепловой мощности источников тепла и ограничения тепловой мощности определялись на основании предоставленных режимных карт котлов и фактической тепловой мощности установленного основного оборудования на источниках тепла. Ограничения тепловой мощности и располагаемой тепловой мощности источников тепла приведены в таблице 1.10.

**Таблица 1.10** – Параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла.

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Установленная	Располагаемая	Ограничение	
		тепловая мощность Гкал/ч	тепловая мощность Гкал/ч	тепловой мощности котельной Гкал/ч	%
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>					
1	ПП "Смоленская ТЭЦ-2	774,0	774,0	0,00	0,0%
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	167,6	167,6	0,00	0,0%
	<b>Итого:</b>	<b>941,6</b>	<b>941,6</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0%</b>
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>					
1	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	12	7,01	-4,99	-41,6%
2	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	6,0	3,573	-2,43	-40,5%
3	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	5,0	2,944	-2,06	-41,1%
4	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	6,00	2,287	-3,71	-61,9%
5	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	9,20	4,567	-4,63	-50,4%
6	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	3	1,821	-1,18	-39,3%
7	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	7,98	5,69	-2,30	-28,8%
8	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	6,713	5,675	-1,04	-15,5%
9	Котельная №14, пос. Гедеоновка	4,54	3,968	-0,57	-12,6%
10	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	8,5	4,055	-4,45	-52,3%
11	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	4,0	1,941	-2,06	-51,5%
12	Котельная №18 ул. Гарабурды, в	13,5	8,019	-5,48	-40,6%

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Установленная	Располагаемая	Ограничение	
		тепловая мощность	тепловая мощность	тепловой мощности	котельной
		Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
	районе д.13				
13	Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	8,0	5,523	-2,48	-31,0%
14	Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	8,0	4,276	-3,72	-46,6%
15	Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	23,1	19,174	-3,93	-17,0%
16	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	6,00	0,807	-5,19	-86,6%
17	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	6,0	2,045	-3,96	-65,9%
18	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	2,0	1,669	-0,33	-16,6%
19	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	1,28	0,983	-0,29	-22,9%
20	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	1,5	0,592	-0,91	-60,5%
21	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	4,0	1,766	-2,23	-55,9%
22	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	2,0	0,7	-1,32	-65,9%
23	Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	2,0	0,227	-1,77	-88,7%
24	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	3,0	0,487	-2,51	-83,8%
25	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	4,06	2,45	-1,61	-39,6%
26	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	4,0	2,315	-1,69	-42,1%
27	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	6,0	3,625	-2,38	-39,6%
28	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	5,99	5,36	-0,63	-10,5%
29	Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	8,13	7,533	-0,59	-7,3%
30	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	3,0	0,773	-2,23	-74,2%
31	Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	6,0	2,61	-3,39	-56,5%
32	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	6,0	3,10	-2,90	-48,4%
33	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	5,0	2,74	-2,26	-45,3%
34	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	5,0	2,33	-2,67	-53,3%
35	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	4,0	2,22	-1,78	-44,6%
36	Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	3,44	1,62	-1,82	-53,0%

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Установленная	Располагаемая	Ограничение	
		тебловая мощность	тепловая мощность	тепловой мощности	котельной
		Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
37	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	3,00	1,57	-1,43	-47,7%
38	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	24,88	14,90	-9,98	-40,1%
39	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	15,43	8,75	-6,69	-43,3%
40	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	3,11	1,34	-1,77	-56,9%
41	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	1,29	1,03	-0,27	-20,5%
42	Котельная №53, ул. Нормандия- Неман, в районе жилого дома №1	3,99	2,11	-1,88	-47,1%
43	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	8,60	4,05	-4,55	-52,9%
44	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	5,50	5,50	0,00	-0,1%
45	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	3,97	3,32	-0,66	-16,5%
46	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	5,16	4,72	-0,44	-8,5%
47	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	7,98	5,61	-2,37	-29,7%
48	Котельная №68 ул. Кловская, д.27	1,38	1,77	0,40	28,7%
49	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	0,86	0,67	-0,19	-22,0%
50	Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	2,58	2,34	-0,24	-9,3%
51	Котельная ООО "Смохладосервис", ул. Октября, д.46	1,72	1,51	-0,21	-12,0%
52	Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	7,26	6,23	-1,04	-14,3%
53	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	14,96	14,85	-0,11	-0,7%
54	Котельная ул. Кутузова д.15	0,43	0,42	-0,01	-2,3%
55	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	0,95	0,89	-0,06	-6,4%
<b>Итого:</b>		<b>327,0</b>	<b>208,0</b>	<b>-119,0</b>	<b>-36,4%</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>					
1	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	10,75	9,85	-0,90	-8,3%
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>					
1	Котельная ООО "СмолАТП"	3,0	1,882	-1,12	-37,3%
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>					
1	Котельная ООО "Коммунальные системы"	2,30	2,26	-0,04	-1,8%
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>					
1	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	4,816	4,613	-0,20	-4,2%

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Установленная тепловая мощность	Располагаемая тепловая мощность	Ограничение тепловой мощности котельной	
		Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
2	Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а	1,72	1,62	-0,10	-5,8%
<b>Итого</b>		<b>6,536</b>	<b>6,23</b>	<b>-0,3030</b>	<b>-4,6%</b>
<b>ОГУЭПП "Смоленсккоммунэнерго"</b>					
1	Котельная п. 430 км	2,06	1,98	-0,08	-4,0%
<b>Войсковая часть 7459</b>					
1	Котельная в/ч 7459	7,74	7,20	-0,55	-7,0%
<b>ООО "Строй Инвест"</b>					
1	Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	1,29	1,10	-0,19	-14,8%
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>					
1	БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)	6,88	6,62	-0,26	-3,8%
2	БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	6,19	4,966	-1,23	-19,8%
<b>Итого</b>		<b>13,072</b>	<b>11,59</b>	<b>-1,4860</b>	<b>-11,4%</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>					
1	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	15,57	13,98	-1,59	-10,2%
2	Котельная №83	5,16	3,68	-1,48	-28,7%
<b>Итого</b>		<b>20,726</b>	<b>17,66</b>	<b>-3,0660</b>	<b>-14,8%</b>
<b>АО "Пирамида"</b>					
1	Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	5,16	3,80	-1,36	-26,4%
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>					
1	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	10,3	10,24	-0,06	-0,5%
<b>Всего по источникам централизованного теплоснабжения</b>		<b>1351,5</b>	<b>1223,4</b>	<b>-128,1</b>	<b>-9,5%</b>

### Выводы

Видно, что на момент актуализации схемы теплоснабжения:

1. Ограничения тепловой мощности на Смоленской ТЭЦ-2 отсутствуют. При этом располагаемая тепловая мощность источника, осуществляющего выработку тепловой и электрической энергии в комбинированном цикле, (где потребность в используемой мощности по наиболее холодному периоду январь-февраль, находится на уровне 291 Гкал/ч), используется только на 68% в теплофикационном цикле (без учета мощности водогрейных котлов). Соответственно решение о загрузке оборудования на базовом источнике тепловой энергии (при наличии необходимого резерва мощности, обеспечиваемого водогрейными котлами), в соответствии с требованиями пункта 8 Статьи 23 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении", должны предусматривать мероприятия по увеличению значения используемой мощности на уровне 25 – 30%.

2. На котельных города Смоленска практически у всех котельных агрегатов, вне зависимости от года установки, согласно предоставленным режимным картам, имеется

ограничение тепловой мощности.

3. Существенное ограничение установленной тепловой мощности имеют в основном котлы, выработавшие свой нормативный срок эксплуатации. Ограничение у этих котлов в основном связано с моральным и физическим износом основного оборудования и недостаточным объемом, и качеством проводимых капитально-восстановительных ремонтов.

4. Значительное расхождение располагаемой тепловой мощности от установленной мощности имеют, также и котлы у которых имеется запас по парковому ресурсу. Вероятнее всего, это связано с недостаточным объемом и качеством проводимых капитальных и текущих ремонтов, а также отсутствием периодически проводимых работ по режимно-наладочным испытаниям котлов для достижения номинальной нагрузки.

5. В целом, по городу Смоленску, при установленной мощности источников тепла централизованного теплоснабжения 1351,5 Гкал/ч ограничение тепловой мощности котлов, по своему техническому состоянию, составляет 9,5%.

6. Техническое состояние генерирующего оборудования не является критическим, при этом КПД котлов, эксплуатируемые МУП «Смоленсктеплосеть», являются низкими по сравнению с паспортными значениями. За счёт своевременного проведения ремонтов, должного уровня эксплуатации и обслуживания, организованного в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, оборудование сможет обеспечить несение подключённых к источникам нагрузок в течение ближайших 10-15 лет.

7. В целях оптимизации затрат в тепловом узле и обеспечения развития системы теплоснабжения при наличии существенных избытков установленной и располагаемой мощности, существует обоснованная необходимость оптимизации схемы производства тепловой энергии, предусматривающая:

- решение, связанное с формированием графика совместной работы источника функционирующей в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и прочих источников тепла, в том числе и графика перевода котельных в "пиковый" режим работы в соответствии с требованиями пункта 3 Статьи 23 Федерального закона №190-ФЗ от 27.07.2010 "О теплоснабжении".

- решения, связанные с увеличением радиуса эффективного теплоснабжения, за счет снижения ограничений пропускной способности тепловых сетей, возникших из-за увеличения циркуляционного расхода теплоносителя, и решения, связанные с неэффективным использованием тепловой энергии у потребителей и на ЦТП, которые в конечном счете приводят, в долгосрочной перспективе, к минимизации затрат на теплоснабжение,

#### **1.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды параметры тепловой мощности нетто.**

Под собственными нуждами источников тепловой энергии понимают затраты произведенной тепловой энергии на поддержание работоспособности различных индивидуальных механизмов турбин и котельных агрегатов, общестанционных механизмов турбинного и котельного цехов, на отопление здания котлотурбинного цеха, на продувку котлов, на ХВО, на хозяйственно-бытовые нужды, для нужд мазутного хозяйства и на прочие технологические нужды.

Для Смоленской ТЭЦ-2 потребность собственных нужд в паре 6 кгс/см<sup>2</sup> обеспечивается от четырех редуцированных установок РУ-15/6, две из которых подключены к общему станционному коллектору 13 кгс/см<sup>2</sup>, одна из которых подключена к П-отбору турбоагрегата ст.№1, а другая – к 2/3 отбору турбоагрегата ст.№2. Потребность собственных нужд в паре 1,2

кг/см<sup>2</sup> обеспечивается Т-отбором турбоагрегата ст.№1. Резервируется этот отбор тремя редуциционно-охлаждительными установками РОУ-15/1,2.

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

Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто тепловых источников в базовом 2019 году приведены в таблице 1.11.

**Таблица 1.11** – Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников тепла

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Располагаемая тепловая мощность	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды			Тепловая мощность нетто
			в гор. воде	в паре	Гкал	%	Гкал/ч	
		Гкал/ч	Гкал	Гкал	Гкал	%	Гкал/ч	Гкал/ч
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>								
1	ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	774,0	1415068	21926	3093,0	0,215%	1,666	772,3
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	167,6	236496	27134	2019	0,77%	1,28	166,3
<b>Итого:</b>		<b>941,6</b>	<b>1651564</b>	<b>49060</b>	<b>5112</b>	<b>0,30%</b>	<b>2,83</b>	<b>938,8</b>
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>								
1	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	7,01	14341		316,9	2,2%	0,155	6,86
2	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	3,573	8830		195,2	2,2%	0,079	3,49
3	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	2,944	5442		120,3	2,2%	0,065	2,88
4	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	2,287	5352		118,3	2,2%	0,051	2,24
5	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	4,567	9770		215,9	2,2%	0,101	4,47
6	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	1,821	1470		32,5	2,2%	0,040	1,78
7	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	5,69	8666		191,5	2,2%	0,126	5,56
8	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	5,675	14436		319,0	2,2%	0,125	5,55
9	Котельная №14, пос. Геденовка	3,968	7675		169,6	2,2%	0,088	3,88

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Располагаемая тепловая мощность	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды			Тепловая мощность нетто
			в гор. воде	в паре	Гкал	%	Гкал/ч	
		Гкал/ч	Гкал	Гкал				Гкал/ч
10	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	4,055	6626		146,4	2,2%	0,090	4,0
11	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	1,941	5028,8		111,1	2,2%	0,043	1,898
12	Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	8,019	14095		311,5	2,2%	0,177	7,84
13	Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	5,523	9986		220,7	2,2%	0,122	5,40
14	Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	4,276	12256		270,9	2,2%	0,095	4,18
15	Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	19,174	30873		682,3	2,2%	0,424	18,75
16	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	0,807	793		17,5	2,2%	0,018	0,79
17	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	2,045	2065		45,6	2,2%	0,045	2,00
18	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	1,669	639		14,9	2,3%	0,039	1,63
19	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	0,983	722		1,6	0,2%	0,002	0,98
20	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	0,592	769		2,7	0,4%	0,002	0,59
21	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	1,766	1510		1,4	0,09%	0,002	1,76
22	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	0,7	944		20,9	2,2%	0,015	0,67
23	Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	0,227	173		1,0	0,58%	0,001	0,23
24	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	0,487	715		2,0	0,3%	0,001	0,49

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Располагаемая тепловая мощность	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды			Тепловая мощность нетто
			в гор. воде	в паре	Гкал	%	Гкал/ч	
		Гкал/ч	Гкал	Гкал				Гкал/ч
25	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	2,45	5846		129,2	2,2%	0,054	2,40
26	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	2,315	2987		66,0	2,2%	0,051	2,26
27	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	3,625	7825		172,9	2,2%	0,080	3,54
28	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	5,36	6895		152,4	2,2%	0,118	5,24
29	Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	7,533	13763		304,2	2,2%	0,166	7,37
30	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	0,773	1689		37,3	2,2%	0,017	0,76
31	Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	2,61	5398		49,6	0,9%	0,024	2,59
32	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	3,10	9189		203,1	2,2%	0,068	3,03
33	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	2,74	3619		80,0	2,2%	0,060	2,68
34	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	2,33	3615		79,9	2,2%	0,052	2,28
35	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	2,22	2877		63,6	2,2%	0,049	2,17
36	Котельная №43 ул. Ракитная, д. 1а	1,62	2057		45,5	2,2%	0,036	1,58
37	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	1,57	3633		80,3	2,2%	0,035	1,54
38	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	14,90	26176		573,5	2,2%	0,326	14,58
39	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	8,75	9746		215,4	2,2%	0,193	8,55
40	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	1,34	562		12,4	2,2%	0,030	1,31
41	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	1,03	695		1,6	0,2%	0,002	1,02



№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Располагаемая тепловая мощность	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды			Тепловая мощность нетто
			в гор. воде	в паре	Гкал	%	Гкал/ч	
		Гкал/ч	Гкал	Гкал	Гкал	%	Гкал/ч	Гкал/ч
42	Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	2,11	5586		123,4	2,2%	0,047	2,06
43	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	4,05	8325		160,2	1,9%	0,078	3,97
44	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	5,50	6201		137,0	2,2%	0,122	5,38
45	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	3,32	4883		107,9	2,2%	0,073	3,24
46	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	4,72	7459		74,6	1,0%	0,047	4,67
47	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	5,61	10991		242,9	2,2%	0,124	5,49
48	Котельная №68 ул. Кловская, д.27	1,77	2104		20,8	1,0%	0,018	1,75
49	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	0,67	142		3,1	2,2%	0,015	0,66
50	Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	2,34	5224		121,9	2,3%	0,055	2,29
51	Котельная ООО "Смохладосервис", ул. Октября, д.46	1,51	1586		35,0	2,2%	0,033	1,48
52	Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	6,23	6745		149,1	2,2%	0,138	6,09
53	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	14,85	25502		563,6	2,2%	0,328	14,52
54	Котельная ул. Кутузова д.15	0,42	484		5,2	1,07%	0,005	0,42
55	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	0,89	1057		10,8	1,02%	0,009	0,88
<b>Итого:</b>		<b>208,0</b>	<b>356038</b>		<b>7552,1</b>	<b>2,12%</b>	<b>4,412</b>	<b>203,59</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>								
1	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	9,85	15491		183,0	1,18%	0,116	9,74
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>								
1	Котельная ООО "СМОЛАТП"	1,882	1248		37,4	3,00%	0,056	1,83

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Располагае мая тепловая мощность	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды			Тепловая мощность нетто
			в гор. воде	в паре	Гкал	%	Гкал/ч	
		Гкал/ч	Гкал	Гкал	Гкал	%	Гкал/ч	Гкал/ч
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>								
1	Котельная ООО "Коммунальные системы"	2,26	5671,5		125,3	2,21%	0,050	2,21
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>								
1	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	4,613	4156		239,0	5,75%	0,265	4,35
2	Котельная ул. Нижне- Лермонтовская, д.19а	1,62	1681		199,0	11,84%	0,192	1,43
<b>Итого</b>		<b>6,23</b>	<b>5837,0</b>		<b>438,00</b>	<b>7,50%</b>	<b>0,468</b>	<b>5,8</b>
<b>ОГУЭПП "Смоленсккоммунэнерго"</b>								
1	Котельная п. 430 км	1,98	2739		59	2,15%	0,043	1,94
<b>Войсковая часть 7459</b>								
1	Котельная в/ч 7459	7,20	6524		144	2,21%	0,159	7,04
<b>ООО "Строй Инвест"</b>								
1	Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	1,10	695,0		7	1,01%	0,011	1,09
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>								
1	БМК, пер. Ново- Чернушенский (рядом с д.№17)	6,62	1929		51,2	2,65%	0,176	6,44
2	БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	4,966	1768		38,8	2,20%	0,109	4,86
<b>Итого</b>		<b>11,59</b>	<b>3697,1</b>		<b>90,00</b>	<b>2,43%</b>	<b>0,282</b>	<b>11,3</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>								
1	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	13,98	16881		239	1,41%	0,198	13,78
2	Котельная №83	3,68	3048		76,7	2,52%	0,093	3,59
<b>Итого</b>		<b>17,66</b>	<b>19929,6</b>		<b>315,30</b>	<b>1,58%</b>	<b>0,279</b>	<b>17,4</b>
<b>АО "Пирамида"</b>								
1	Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	3,80	4155		44,0	1,06%	0,040	3,76
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>								
1	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	10,24	45967		1299	2,83%	0,147	13,79
<b>Всего по источникам централизованного теплоснабжения</b>		<b>1223,4</b>	<b>2119556</b>	<b>49060</b>	<b>15406</b>	<b>0,727%</b>	<b>9,04</b>	<b>1214,4</b>

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

Теплофикация – это централизованное теплоснабжение на базе комбинированного производства электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентралях. В городе Смоленск действует один источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. Сведения о сроках ввода в эксплуатацию и ресурсе основного оборудования Смоленская ТЭЦ-2 приведены ниже в таблицах 1.12 и 1.13.

**Таблица 1.12 – Эксплуатационные показатели энергетических котлов источника комбинированной выработки**

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка, на конец 2019 года, час	Год выработки срока службы	Назначенный ресурс, час	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	БКЗ-210-140-7	1973	Не имеет	307779	2003	346816	4	2023
2	БКЗ-210-140-7	1973	Не имеет	311126	2003	346301	3	2023
3	БКЗ-210-140-7	1973	Не имеет	309970	2003	347381	3	2023
4	БКЗ-210-140-7	1975	Не имеет	299749	2005	333973	3	2022
5	ТГМЕ-464	1982	Не имеет	264187	2012	300000	2	2023

**Таблица 1.13 – Эксплуатационные показатели паровых турбин источника комбинированной выработки**

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2019, час	Год достижения паркового ресурса	Количество пусков	Назначенный ресурс, час	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60-130/13	1973	220000	315183	2002	283	337587	4	2021
2	Т-100/120-130-2	1973	220000	332871	2003	261	376919	4	2024
3	Т-110/120-130-4	1982	220000	272240	2010	168	306826	2	2023

Видно, что в настоящее время основное оборудование Смоленской ТЭЦ-2 выработало свой парковый ресурс и работает на назначенном по результатам обследования индивидуальном ресурсе. При этом надежность и эффективность оборудования не снижена, что обусловлено низким удельными расходами топлива и отсутствием простоя оборудования находящегося в аварийном ремонте. Вывод основного оборудования из эксплуатации не планируется.

Для обеспечения надежной работы энергетического оборудования на электростанции проводятся ремонтные работы. Программа ремонтов формируется на основе предварительной диагностики производственных фондов, состояния оборудования, требований нормативной документации, а также на основе многолетнего опыта эксплуатации оборудования. Возможность дальнейшей эксплуатации оборудования по окончании назначенного ресурса устанавливается исследованием состояния и диагностики металла энергоустановок, с привлечением специализированных организаций с регистрацией экспертиз в органах Ростехнадзора.

Данные о годе ввода в эксплуатацию основного оборудования, прочих источников тепла, приведены выше в п. 1.2.1. Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов отсутствуют. Исходя из СО153-34.17.469-2003, срок службы паровых водотрубных котлов составляет 24 года, водогрейных котлов всех типов – 16 лет. Мероприятия по продлению ресурса оборудования источников тепла не проводились. Мероприятия по продлению ресурса заключаются в выполнении ежегодных графиков ремонтов основного оборудования.

Высокий уровень износа и низкий коэффициент полезного действия котлов (ниже 80 % почти в каждой четвертой котельной МУП "Смоленсктеплосеть") обуславливают высокий уровень ресурсопотребления, а также рост затрат на эксплуатацию и ремонт оборудования. Оборудование значительного количества котельных исчерпало свой нормативный срок службы и при отсутствии резервного топлива является низко надежным оборудованием.

В настоящее время требуется модернизация ряда котельных с заменой котлов на новые с КПД не менее 90 %, полной автоматизацией процесса горения, установкой приборов учета тепловой энергии, а также оборудование котельных установками докотловой обработки воды.

### **1.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок**

Выдачу тепловой мощности Смоленская ТЭЦ-2 осуществляет от теплофикационных отборов паровых турбин и от водогрейных котлов.

Теплофикационная установка ст.№1 ПТ-60-130/13 состоит из 2-х основных бойлеров типа ПСВ-315-3-23, 1 пикового бойлера типа ПСВ-500-14-23 и 2-х сетевых насоса типа 10НМК-2. Производственный отбор турбоагрегата ст.№1 обеспечивает отпуск тепла в паре промышленным потребителям (в период ремонта или резерва турбоагрегата ст.№1 отпуск осуществляется от редуциционно-охладительной установки РОУ-140/15).

Каждая теплофикационная установка турбин ст.№2 и №3 Т-100/120-130-2 и Т-110/120-130-4, соответственно, состоит из двух сетевых горизонтальных подогревателей сетевой воды (I и II ступени) типа ПСГ-2300-2-8. Циркуляция сетевой воды осуществляется семью сетевыми насосами типа СЭ-2500-180.

Отпуск тепла производится по семи магистральным трубопроводам: три прямых (два из которых Ду800 мм и один Ду1200 мм) и три обратных трубопровода Ду800 мм сетевой воды и один паропровод Ду400 мм. Система теплоснабжения закрытого типа с качественно-количественным регулированием. Проектный график теплосети – 150/70°C. Однако устойчивый тренд снижения тепловых нагрузок, наблюдающийся с 2008 года, привел к тому, что на текущий момент фактический эксплуатационный график работы тепловой сети выдерживается в диапазоне 115/70°C. Срезка температурного графика применяется для стабилизации температурных расширений и производится на 115°C при температуре минус 13°C и 70°C при +3°C. Давление в подающем теплопроводе 14,5±0,5 кгс/см<sup>2</sup>, а в обратном – 4,5 кгс/см<sup>2</sup>. Расчётный расход сетевой воды в теплосети в зимний период 11000 т/ч. Система горячего водоснабжения подключённой теплосети – закрытая.

Однако устойчивый тренд снижения тепловых нагрузок, наблюдающийся с 2008 года, привел к тому, что фактический график работы тепловой сети, на текущий момент выдерживается в диапазоне 115/70°C и для стабилизации температурных расширений применяется срезка. При этом для обеспечения нужд горячего водоснабжения, графические параметры функционирования системы теплоснабжения, поддерживаются с точкой излома температурного графика на уровне 70°C, при температурах наружного воздуха от минус 1°C и выше. Соответственно гидравлические параметры, поддерживаемые на коллекторах при

указанном диапазоне регулирования температур, определяют давление в подающем теплопроводе  $14,5 \pm 0,5$  кгс/см<sup>2</sup> и в обратном –  $4,5$  кгс/см<sup>2</sup>. Расчётный расход сетевой воды в теплосети в отопительном периоде составляет 8940 т/ч при работе в диапазоне до точки срезки температурного графика и 11410 т/ч при температуре наружного воздуха ниже минус 17°C. Работа на данных параметрах позволяет обеспечить нормативные параметры теплоносителя во всех точках систем централизованного теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2.

Восполнение потерь теплоносителя в тепловых сетях потребителей в пределах нормативной утечки и сверх нормативной производится насосами подпитки теплосети, аварийная подпитка – через регулятор насосами сырой воды химически необработанной и недеаэрированной водой.

Технологическая схема котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» приведена на рисунке 1.9 п/п 1.2.1. Отпуск тепла от котельного цеха производится по восьми магистральным трубопроводам: три прямых и три обратных трубопровода Ду800 мм сетевой воды и два паропровода. Система теплоснабжения закрытого типа с качественно-количественным регулированием. Проектный график теплосети – 150/70°C. Устойчивый тренд снижения тепловых нагрузок, наблюдающийся с 2008 года, привел к тому, что на текущий момент фактический эксплуатационный график работы тепловой сети выдерживается в диапазоне 115/70°C. Срезка температурного графика применяется для стабилизации температурных расширений и производится на 115°C при температуре минус 13°C и 70°C при +3°C. Давление в подающем теплопроводе  $12,6 \pm 0,5$  кгс/см<sup>2</sup>, а в обратном –  $9$  кгс/см<sup>2</sup>. Расчётный расход сетевой воды в теплосети в зимний период 2410 т/ч. Система горячего водоснабжения подключённой теплосети – закрытая. При этом для обеспечения нужд горячего водоснабжения, графические параметры функционирования системы теплоснабжения, поддерживаются с точкой излома температурного графика на уровне 70°C, при температурах наружного воздуха от минус 1°C и выше. Соответственно гидравлические параметры, поддерживаемые на коллекторах при указанном диапазоне регулирования температур, определяют давление в подающем теплопроводе  $12,6 \pm 0,5$  кгс/см<sup>2</sup>, а в обратном –  $9$  кгс/см<sup>2</sup>. Расчётный расход сетевой воды в теплосети в отопительном периоде составляет 2250 т/ч при работе в диапазоне до точки срезки температурного графика и 2540 т/ч при температуре наружного воздуха ниже минус 17°C. Работа на данных параметрах позволяет обеспечить нормативные параметры теплоносителя во всех точках систем централизованного теплоснабжения котельного цеха «Смоленской ТЭЦ-2».

Тепловая схема котельной зависит от формы отпуска тепловой энергии и от схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями пара или горячей воды, от качества исходной воды. Типовые технологические схемы прочих котельных города Смоленска приведены на рисунках 1.13, 1.15, 1.16, 1.17. Приведенные типовые схемы котельных отличаются, главным образом, наличием деаэраторов и систем ХВО, экономайзеров, пароводяных подогревателей и подогревателей ГВС.

Схема теплоснабжения котельных с типовой схемой №1 одноконтурная, при которой сетевая вода от котлов непосредственно подается потребителям. Тепловые сети смонтированы в двухтрубном исполнении до ЦТП или ИТП и обеспечивают подачу тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения и работают круглогодично. Система теплоснабжения после ЦТП 4-х трубная с зависимым присоединением абонентов. Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной производится по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Схема теплоснабжения котельных с типовой схемой №2 одноконтурная, при которой сетевая вода от котлов непосредственно подается потребителям. Система теплоснабжения

котельной четырех трубная, закрытая с зависимым присоединением потребителя. Подогреватели ГВС установлены в здании котельной. Метод регулирования отпуска тепловой энергии в тепловых сетях качественный.

Схема теплоснабжения котельных с типовой схемой №3 двухконтурная. Устройство независимого контура позволяет защитить котловое оборудование от отложений и шлама внешних тепловых сетей. Система теплоснабжения котельной четырех трубная, закрытая с зависимым присоединением потребителя. Метод регулирования отпуска тепловой энергии в тепловых сетях качественный.

Типовая схема №4 это схема теплоснабжения паровых котельных, в которых произведена реконструкция паровых котлов с переводом их в водогрейный режим работы.

Схема трубопроводов котельной № 37  
 пос. Торфопредприятие

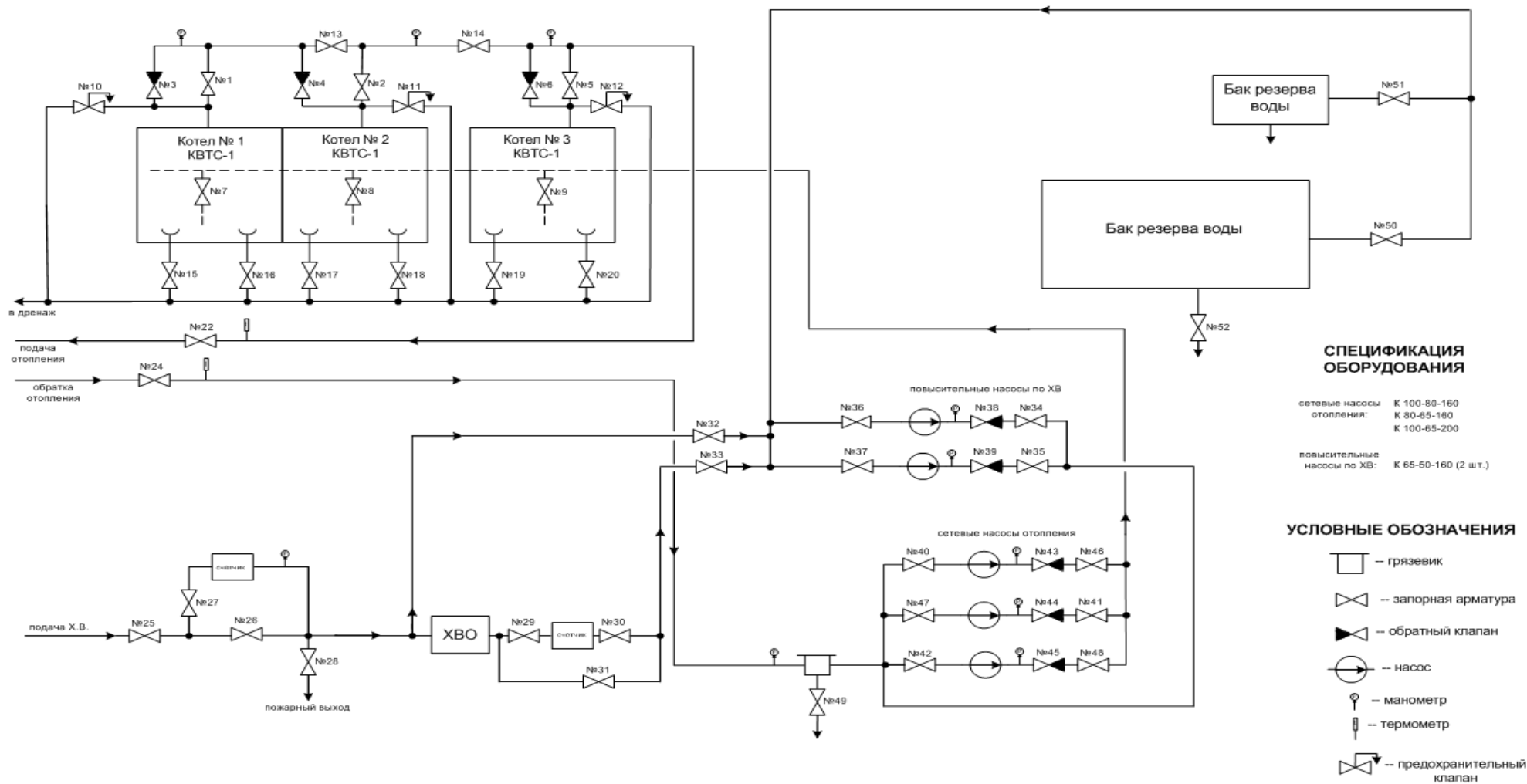
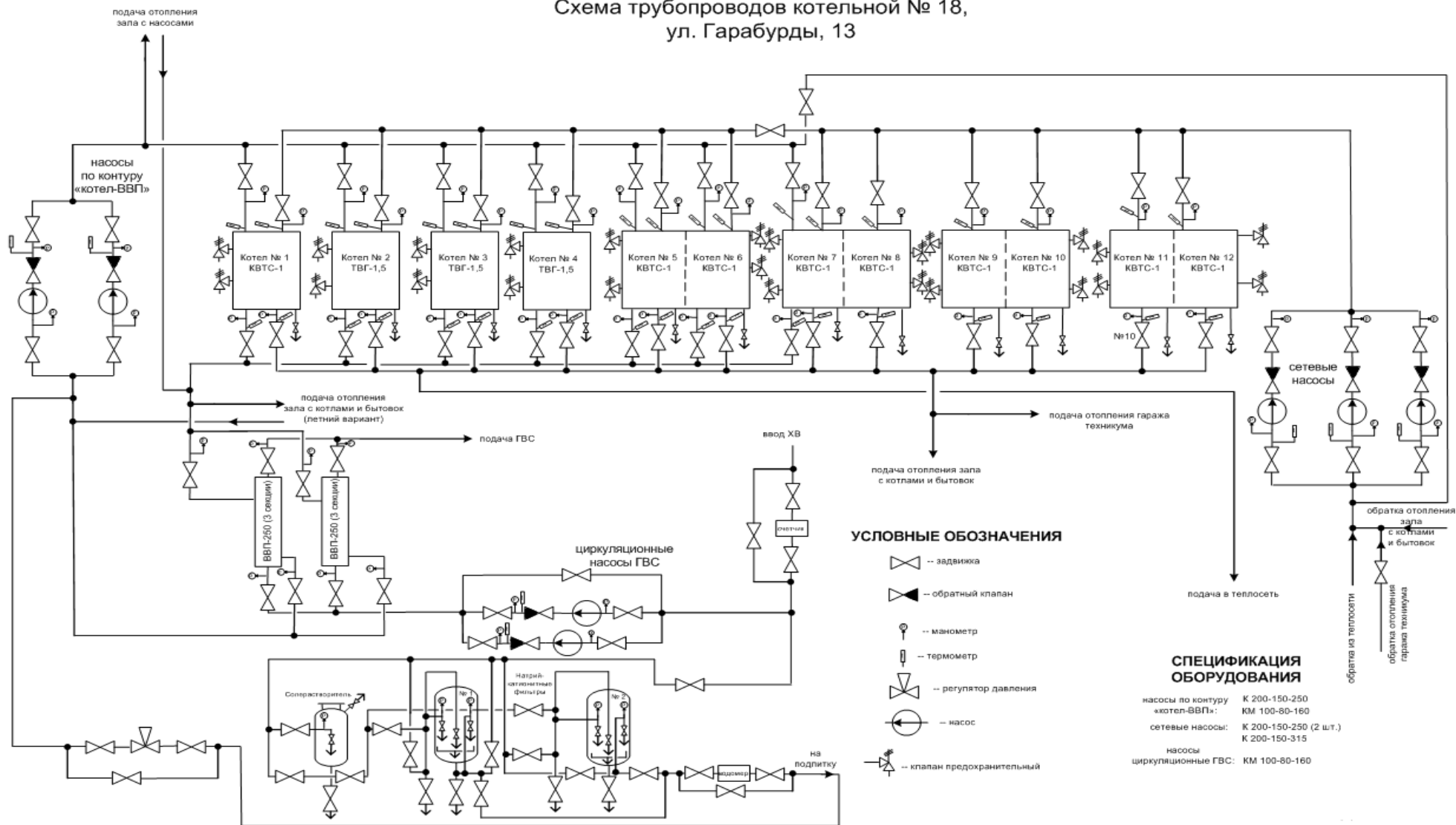


Рисунок 1.13 – Типовая схема №1

**Схема трубопроводов котельной № 18,  
ул. Гарабурды, 13**



**Рисунок 1.14 – Типовая схема №2**



Схема трубопроводов котельной № 32,  
ул. Соболева, 116

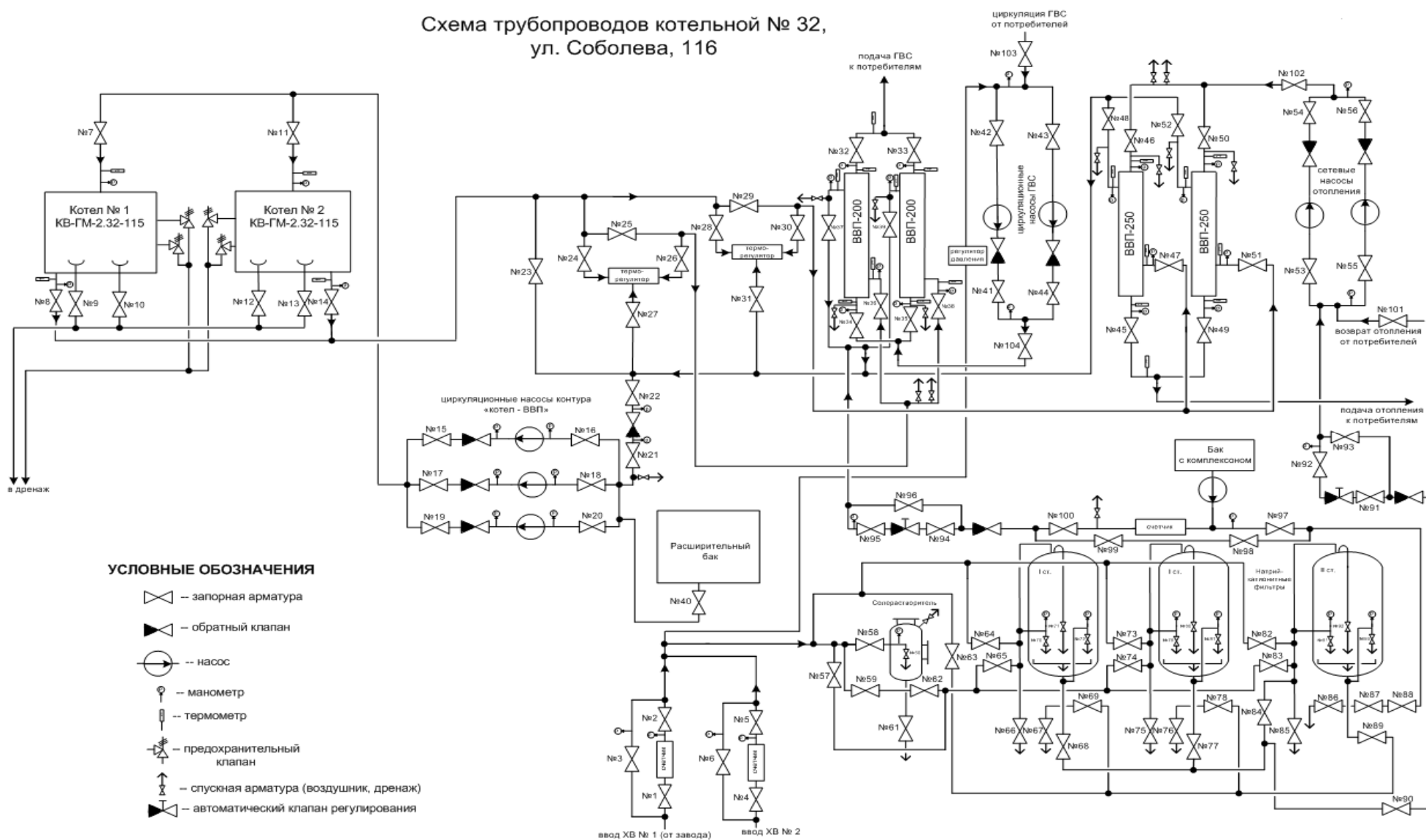


Рисунок 1.15 – Типовая схема №3

Схема трубопроводов котельной № 51 АТП-5

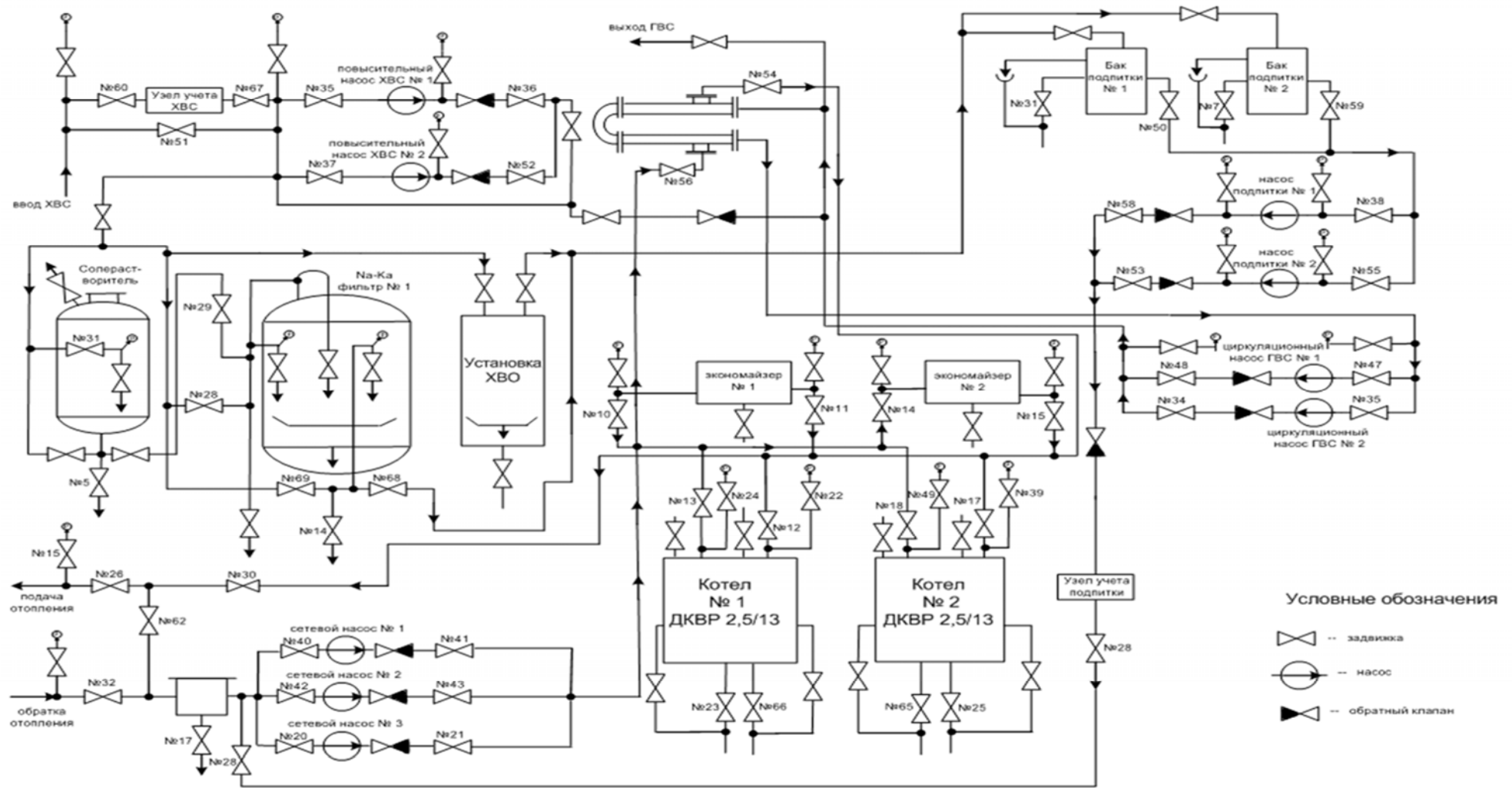


Рисунок 1.16 – Типовая схема №4

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

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условиях. Задачей регулирования отпуска теплоты является также и поддержание заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Тепловая нагрузка в течение отопительного сезона меняется. Поэтому для поддержания требуемого теплового режима тепловую нагрузку необходимо регулировать. Различают центральное (регулирование осуществляется на источнике теплоснабжения – котельная или ТЭЦ), групповое (регулирование отопления группы отапливаемых зданий осуществляется в центральном (ЦТП) или групповом (ГТП) тепловом пункте) и местное (регулирование осуществляется непосредственно у нагревательных приборов – индивидуальное (ИТП) или в местном (МТП) тепловом пункте) регулирование отпуска тепла.

В Российской Федерации в системах централизованного теплоснабжения принято качественный режим регулирования отпуска тепла, которое дополняется на вводах потребителей местным количественным регулированием. Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. Однако в большинстве случаев тепловая нагрузка неоднородна и поэтому, в этом случае центральное регулирование ведется по характерной отопительной нагрузке или совместной тепловой нагрузке отопления и ГВС для большинства потребителей. Во втором случае расход воды в тепловых сетях увеличивается незначительно по сравнению с регулированием по отопительной нагрузке или вообще не меняется. В закрытых системах теплоснабжения качественный метод регулирования строится из предположения постоянного расхода воды в системах отопления в течение всего сезона, что стабилизирует гидравлический режим сети. Это является преимуществом качественного метода регулирования отпуска тепла. Недостаток качественного метода регулирования состоит в том, что он не всегда удовлетворяет условиям всех потребителей, так как температурный расчет количества тепла строится по типовому абоненту.

Традиционно системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутреннего расчетного графика обычно 95/70°С с элеваторным качественным регулированием температуры теплоносителя, поступающего в отопительные приборы. Этим как бы жестко фиксируется температура теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения, и на ее возможное снижение влияет лишь наличие в зданиях, закрытых или открытых систем ГВС. Поэтому, в практическом плане, стремление к снижению затрат на транспорт теплоносителя от источника к потребителю сводится к выбору оптимальной температуры нагрева теплоносителя на источнике.

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, а также покрытия тепловой нагрузки горячего водоснабжения, в соответствии с требованиями СанПин 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению

безопасности систем горячего водоснабжения. Изменение к СанПиНу 2.1.4.1074-01». Температура в помещениях должна быть постоянной и находится на уровне не менее +20°C.

Выбор оптимального температурного графика зависит от дальности транспорта теплоты, которая характеризуется удельными затратами электроэнергии на перекачку теплоносителя, и от величины тепловых потерь в сетях. Рост тепловых потерь в сетях приводит к снижению температурного графика, а увеличение расхода энергии на перекачку теплоносителя, при увеличении его расхода в сети либо дальности транспортировки, вызывает повышение температурного графика. В зависимости от условий эксплуатации системы теплоснабжения производится срезка температурного графика отпуска тепла потребителям. При этом должен обеспечиваться стабильный гидравлический режим системы, не требующий переналадки сетей и абонентских узлов. При теплоснабжении от источника тепла срезка температурного графика, в зоне положительных температур наружного воздуха в отопительный период, при наличии абонентских установок ГВС соответствует температуре прямой сетевой воды 63-65°C. В летний период эта температура должна быть 65-70°C для исключения недогрева воды в абонентских установках ГВС до 60°C, а также во избежание потерь теплоты со сливом и повышенного расхода водопроводной воды.

Расчет эксплуатационного температурного графика должен производиться для конкретных условий эксплуатации систем теплоснабжения перед предстоящим отопительным сезоном. Выбор графиков обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии, отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей и близким расположением абонентов тепловой сети.

Для Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» проектным графиком теплосети является – 150/70°C. Однако устойчивый тренд снижения тепловых нагрузок, наблюдающийся с 2008 года, привел к тому, что фактический график работы тепловых сетей обоих источников тепла, на текущий момент, выдерживается в диапазоне 115/70°C. Для стабилизации температурных расширений применяется срезка. Регулирование отпуска тепла осуществляется качественно-количественным способом. При этом для обеспечения нужд горячего водоснабжения, графические параметры функционирования системы теплоснабжения, поддерживаются с точкой излома температурного графика на уровне 70°C, при температурах наружного воздуха от минус 1°C и выше. Температура теплоносителя задается по температурному графику, в зависимости от температуры наружного воздуха, два раза в сутки по состоянию на 7-00 часов и 19-00 часов. В период резкого изменения температуры наружного воздуха ( $\pm 3^\circ\text{C}/\text{час}$  и более) корректировка суточного графика отпуска тепла производится в любое время суток по фактической температуре наружного воздуха и ветровому воздействию. Расчётный расход сетевой воды в теплосети в отопительном периоде составляет 8940 т/ч при работе в диапазоне до точки срезки температурного графика и 11410 т/ч при температуре наружного воздуха ниже минус 17°C. При работе на данных параметрах обеспечиваются нормативные параметры теплоносителя во всех точках СЦТ Смоленской ТЭЦ-2.

Практически для всех котельных, принимавших участие в централизованном теплоснабжении города Смоленск, способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Основным температурным графиком на отопление является 95/70°C, за исключением котельных МУП «Смоленсктеплосеть» №21 Ситники-3, №73 ул. Социалистическая, котельной ООО «Коммунальные системы», котельной ООО «Стройинвест» и котельной АО «Пирамида» температурный график, которых составляет 115/70°C.

Обоснованность температурных графиков теплоносителя обусловлено отсутствием центральных тепловых пунктов, требованиями к максимальной температуре теплоносителя во

внутренних системах отопления, отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей, а также определяется способом подключения теплопотребляющих установок абонентов к тепловым сетям систем централизованного теплоснабжения. Подключение систем отопления потребителей централизованного теплоснабжения к тепловым сетям осуществляется по зависимой схеме непосредственно без смешения или со смешением. Пропускная способность существующих трубопроводов тепловых сетей соответствует выбранному температурному графику отпуска теплоносителя.

Наиболее эффективным было бы внедрение качественно-количественное регулирования, которое обладает целым рядом преимуществ, однако данный способ регулирования не может быть внедрен в существующую систему теплоснабжения без ее значительной модернизации и применения новых технологических решений.

### 1.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой мощности.

Среднегодовая загрузка источника тепловой энергии определяется числом часов использования установленной тепловой мощности. Число часов использования установленной тепловой мощности определяется как отношение выработанной источником тепла в течение года тепловой энергии, к установленной тепловой мощности источника.

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования представлены в таблице 1.14.

**Таблица 1.14** – Среднегодовая загрузка оборудования источников тепла

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Среднегодовая производительность	Среднегодовая загрузка основного оборудования
		в гор-воде	в паре		
		Гкал	Гкал	Гкал/ч	%
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>					
1	ПП "Смоленская ТЭЦ-2	1415068	21926	164,04	21,2%
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	236496	27134	27,00	16,1%
<b>Итого:</b>		<b>1651564</b>	<b>49060</b>		
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>					
3	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	14341		1,64	13,6%
4	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	8830		1,01	16,8%
5	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	5442		0,62	12,4%
6	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	5352		0,61	10,2%
7	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	9770		1,12	12,1%
8	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	1470		0,17	5,6%
9	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	8666		0,99	12,4%
10	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	14436		1,65	24,5%
11	Котельная №14, пос. Гедеоновка	7675		0,88	19,3%

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Среднегодовая производительность	Среднегодовая загрузка основного оборудования
		в гор. воде	в паре		
		Гкал	Гкал	Гкал/ч	%
12	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	6626		0,76	8,9%
13	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	5028,8		0,57	14,4%
14	Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	14095		1,61	11,9%
15	Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	9986		1,14	14,2%
16	Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	12256		1,40	17,5%
17	Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	30873		3,52	15,3%
18	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	793		0,09	1,5%
19	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	2065		0,24	3,9%
20	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	639		0,07	3,6%
21	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	722		0,08	6,5%
22	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	769		0,09	5,9%
23	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	1510		0,17	4,3%
24	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	944		0,09	5,9%
25	Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	173		0,02	1,0%
26	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	715		0,08	2,7%
27	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	5846		0,67	16,4%
28	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	2987		0,34	8,5%
29	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	7825		0,89	14,9%
30	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	6895		0,79	13,1%
31	Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	13763		1,57	19,3%
32	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	1689		0,19	6,4%
33	Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома	5398		0,62	10,3%

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Среднегодовая производительность	Среднегодовая загрузка основного оборудования
		в гор. воде	в паре		
		Гкал	Гкал	Гкал/ч	%
	№31а)				
34	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	9189		1,05	17,5%
35	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	3619		0,41	8,3%
36	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	3615		0,41	8,3%
37	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	2877		0,33	8,2%
38	Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	2057		0,23	6,8%
39	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	3633		0,41	13,8%
40	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	26176		2,99	12,0%
41	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	9746		1,11	7,2%
42	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	562		0,06	2,1%
43	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	695		0,08	6,2%
44	Котельная №53, ул. Нормандия- Неман, в районе жилого дома №1	5586		0,64	16,0%
45	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	8325		0,95	11,1%
46	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	6201		0,71	12,9%
47	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	4883		0,56	14,0%
48	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	7459		0,85	16,5%
49	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	10991		1,25	15,7%
50	Котельная №68 ул. Кловская, д.27	2104		0,24	17,5%
51	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	142		0,02	1,9%
52	Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	5224		0,60	23,1%
53	Котельная ООО "Смолхладосервис", ул. Октября, д.46	1586		0,18	10,5%
54	Котельная №74, ул. Карбышева,	6745		0,77	10,6%

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Среднегодовая производительность	Среднегодовая загрузка основного оборудования
		в гор. воде	в паре		
		Гкал	Гкал	Гкал/ч	%
	д.9				
55	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	25502		2,91	19,5%
56	Котельная ул. Кутузова д.15	484		0,06	12,8%
57	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	1057		0,12	12,8%
<b>Итого:</b>		<b>356038</b>		<b>40,64</b>	<b>12,4%</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>					
58	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	15491		1,77	16,5%
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>					
59	Котельная ООО "СмоЛАТП"	1248		0,142	4,7%
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>					
60	Котельная ООО "Коммунальные системы"	5671,5		0,647	28,1%
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>					
61	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	4156		0,474	9,9%
62	Котельная ул. Нижне- Лермонтовская, д.19а	1681		0,192	11,2%
<b>Итого</b>		<b>5837,0</b>		<b>0,666</b>	<b>10,2%</b>
<b>ОГУЭПП "Смоленсккоммунэнерго"</b>					
63	Котельная п. 430 км	2739		0,313	15,1%
<b>Войсковая часть 7459</b>					
64	Котельная в/ч 7459	6524		0,745	9,6%
<b>ООО "Строй Инвест"</b>					
65	Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	695,0		0,079	6,2%
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>					
66	БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)	1929		0,220	3,2%
67	БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	1768		0,202	3,3%
<b>Итого</b>		<b>3697,1</b>		<b>0,422</b>	<b>3,2%</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>					
68	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	16881		1,927	12,4%
69	Котельная №83	3048		0,348	6,7%
<b>Итого</b>		<b>19929,6</b>		<b>2,275</b>	<b>11,0%</b>
<b>АО "Пирамида"</b>					
70	Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	4155		0,474	9,2%
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>					
71	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	45967		5,247	50,9%



### **1.2.9 Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети**

Учет и регистрация отпуска тепловой энергии от источника тепла и тепловых сетей потребителям организуется с целью:

- осуществления взаимных финансовых расчетов между теплоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии;
- контроля за тепловыми и гидравлическими режимами работы систем теплоснабжения и теплопотребления;
- контроля над рациональным использованием тепловой энергии и теплоносителя;
- документирования параметров теплоносителя: массы (объема), температуры и давления;
- составления и анализа отчетных энергобалансов теплоснабжающих предприятий.

Требования к порядку организации учета отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителей, контроля их параметров: массы (объема), температуры и давления, а также общие технические требования к узлам учета тепловой энергии и теплоносителя, определяются правилами учета тепловой энергии и теплоносителя утвержденные Минтопэнерго РФ 12-09-95 Вк-4936.

Согласно правилам, при организации учета отпуска тепловой энергии и теплоносителя от источника тепла, в водяные системы теплоснабжения, необходимо:

1. Узлы учета тепловой энергии на источниках теплоты теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), районных тепловых станциях (РТС), котельных и т.п. оборудовать на каждом из выводов.

Узлы учета тепловой энергии оборудуются у границы раздела балансовой принадлежности трубопроводов в местах, максимально приближенных к головным задвижкам источника.

Не допускается организация отборов теплоносителя на собственные нужды источника после узла учета тепловой энергии, отпускаемой в системы теплоснабжения потребителей.

2. На каждом узле учета тепловой энергии источника теплоты с помощью приборов определять следующие величины:

- время работы приборов узла учета, отпущенную тепловую энергию, массу (или объем) теплоносителя, отпущенного и полученного источником теплоты соответственно по подающему и обратному трубопроводам;
- массу (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку системы теплоснабжения;
- тепловую энергию, отпущенную за каждый час;
- массу (или объем) теплоносителя, отпущенного источником теплоты по подающему трубопроводу и полученного по обратному трубопроводу за каждый час;
- массу (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку систем теплоснабжения за каждый час;
- среднечасовые и среднесуточные значения температур теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;
- среднечасовые значения давлений теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки

Среднечасовые и среднесуточные значения параметров теплоносителя определяются на основании показаний приборов, регистрирующих параметры теплоносителя.

3. Приборы учета, устанавливаемые на обратных трубопроводах магистралей, должны размещаться до места присоединения подпиточного трубопровода.

На источниках тепла установлены узлы учета расхода газа, холодной воды и электроэнергии.

Представленная информация, о средствах коммерческого учета отпущенной тепловой энергии и первичных приборах, используемых при измерениях, Смоленской ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» приведена в таблице 1.15. Для коммерческого учета потребляемого газа применяется счетчик СПГ 761.

**Таблица 1.15 – Средства учета энергоресурсов**

Наименование измерений	Тип приборов	Класс точности	Пределы измерений	Кол-во
<b>ПП «Смоленская ТЭЦ-2»</b>				
<b>Учет расхода сетевой воды в теплосеть № 1 и № 2</b>				
Тепловычислитель	СПТ-961	0,2	0-6300 т/ч	2
Датчик перепада давления	Метран-150CD2	0,075	0-63 кПа	2
Датчик перепада давления	Метран-150CD2	0,075	0-40 кПа	2
Датчик давления	Элемер-100ДИ	0,5	0-2,5 МПа	2
Датчик давления	Элемер-100ДИ	0,5	0-1,0 МПа	2
Термометр сопротивления (комплект)	КТСП-1088	0,15	-50+500°С	2
Сужающее устройство (диафрагма)	ДБС	2	1000-6300 т/ч	2
<b>Учет расхода сетевой воды в теплосеть № 3</b>				
Теплосчетчик	СПТ-961М	0,2	0-12000 м <sup>3</sup> /ч	1
Расходомер с осредняющей напорной трубкой Annubar	Метран 350SFA	0,065	0-21,120 кПа	1
Расходомер с осредняющей напорной трубкой Annubar	Метран 350SFA	0,065	0-11,882 кПа	1
Датчик давления	Элемер-100ДИ	0,5	0-2,5 МПа	1
Датчик давления	Элемер-100ДИ	0,5	0-1,0 МПа	1
Датчик давления (подпитка)	Элемер-100ДИ	0,5	0-1,0 МПа	1
Датчик перепада давления (подпитка)	Метран-150CD3	0,075	0-100 кПа	1
Датчик давления (х.в)	Элемер-100ДИ	0,5	0-1,0 МПа	1
Термометр сопротивления (подпитка)	ДТС035	0,15	-50+500°С	1
Термометр сопротивления (х.в)	ДТС035	0,15	-50+500°С	1
Термометр сопротивления (комплект)	КТСП-1088	0,15	-50+500°С	1
Сужающее устройство (диафрагма)	ДКС	2	70-420 м <sup>3</sup> /ч	1
<b>Учет расхода пара на производство</b>				
Тепловычислитель	СПТ-961М	0,2	0-36 т/ч	1
Датчик перепада давления	Метран-150CD1	0,1	0-2,5 кПа	1
Датчик перепада давления	Элемер-100ДД	0,5	0-10 кПа	1
Датчик перепада давления	Элемер-100ДД	0,5	0-25 кПа	1
Датчик давления	МТ 100Ех	0,5	0-2,5 МПа	1
Датчик давления(х.в)	Элемер-100ДИ	0,5	0-1,0 МПа	1
Термометр сопротивления	ТСП9201	0,15	-50+500°С	1
Термометр сопротивления (х.в)	ДТС035	0,3	-50+500°С	1
Сужающее устройство (диафрагма)	ДБС	3	1,7-36 т/ч	1
<b>Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»</b>				
<b>Учет расхода сетевой воды в теплосеть</b>				
Тепловычислитель	СПТ-961	0,2	0-5000 м <sup>3</sup> /ч	1
Расходомер с осредняющей напорной трубкой Annubar	Метран 350SFA	0,9	0-17,023 кПа	1

Наименование измерений	Тип приборов	Класс точности	Пределы измерений	Кол-во
Расходомер с осредняющей напорной трубкой Annubar	Метран 350SFA	0,9	0-16,516 кПа	1
Датчик давления (хол.вода)	Элемер-100ДИ	0,5	0-1,0 МПа	1
Термометр сопротивления (подпитка)	ТС 1088	0,15	-50+180°C	1
Термометр сопротивления (хол.вода)	ТПТ-1	0,15	-100+450°C	1
Термометр сопротивления (комплект)	КТПТР-01	0,15	0+180°C	1
Сужающее устройство (диафрагма) (подпитка)	ДКС	2	16,6-100т/ч	1
<b>Учет расхода пара (на мясокомбинат)</b>				
Тепловычислитель	СПТ-961М	0,2	0-20 т/ч	1
Датчик перепада давления	Aplisens PR 28	0,2	0...0,4кгс/см <sup>2</sup>	1
Датчик перепада давления	Aplisens PR 28	0,2	0...0,1кгс/см <sup>2</sup>	1
Датчик перепада давления	Метран-150CD1	0,2	0-2,5 кПа	1
Датчик давления	Aplisens PC 28	0,2	0...10кгс/см <sup>2</sup>	1
Датчик давления(х.в)	Элемер-100ДИ	0,5	0-1,0 МПа	1
Термометр сопротивления	ТСП 1088	0,15	-50+500°C	1
Термометр сопротивления (х.в)	ТС 1088	0,3	-50+180°C	1
Сужающее устройство (диафрагма)	ДКС	3	1-20 т/ч	1

В настоящее время полноценно приборами технического и коммерческого учета отпуска тепловой энергии оснащены не все источники тепла. На источниках тепла установлены узлы учета расхода газа, холодной воды и электроэнергии.

Согласно данным теплоснабжающих организаций приборы учета тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети, на теплоисточниках отсутствуют, за исключением:

- четырех котельных, эксплуатируемые МУП "Смоленсктеплосеть": котельная №55 Краснинское ш. (в районе д.36), котельная №66 ул. Колхозный, д.48, котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1) и котельная №73 Социалистическая (в районе д.6);
- двух котельных, эксплуатируемые ООО «Городские инженерные системы»: БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17) и БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50);
- котельной БМК ул. Нарвская ООО «Оптимальная тепловая энергетика», котельной ООО "СмолАТП" и котельной ООО "Коммунальные системы".

Учет отпуска тепла в тепловые сети от таких источников тепловой энергии производится расчетным методом на основании показаний приборов учета расхода природного газа, электрической энергии установленных на котельных, а также посредством контроля поставок и сжигания резервного топлива.

Расчет оплаты между теплоснабжающими организациями и непосредственными потребителями за потребленную тепловую энергию производится на основании показаний счетчиков тепловой энергии, находящихся на границе балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между потребителем и теплоснабжающей организацией, а также расчетным методом по нормативным показателям (при отсутствии теплосчетчиков).

### **1.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.**

По информации, полученной от теплоснабжающих организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения города Смоленска, отказов оборудования источников тепловой энергии (аварий, инцидентов), приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети за три последних года – не зафиксировано. Отсутствие отказов оборудования источников тепла способствует проведению технического обслуживания и системы ремонтов, проводимых в соответствии с графиками планово-предупредительного ремонта.

Отдельные остановки оборудования не влияли на качество предоставления услуги теплоснабжения для потребителей. Неполадки в работе оборудования устранялись силами ремонтного персонала эксплуатирующих организаций в порядке текущей эксплуатации. Оборудование восстанавливалось в рабочем режиме в течение не более 24 часов.

### **1.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

По информации, полученной от организаций занятых в сфере теплоснабжения города Смоленска, по состоянию на 01.01.2020 предписаний по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии – не выдавалось. При общем значительном износе основного оборудования большинства источников тепловой энергии, эксплуатирующие организации не допускают нарушений требований нормативных документов в части безопасной их эксплуатации.

На момент написания схемы теплоснабжения, органом государственного контроля (надзора), Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 21.02.2020, была проведена внеплановая выездная проверка, в отношении публичного акционерного общества «Квадра – Генерирующая компания», о ходе исполнения предписания от 30.08.2019 № 383-рп/П об устранении нарушений обязательных требований. Из 29 нарушений по филиалу ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация», на 21.02.2020 было устранено -14. Перечень оставшихся нарушений и срок их устранения, приведены в таблице 1.16.

**Таблица 1.16 – Перечень выданных предписаний**

№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности <b>Принятые меры по устранению нарушений</b>
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>			
<b>Сеть газопотребления ПП «Смоленская ТЭЦ-2», рег. № А11-00861-0192</b>			
1	40	Не соблюдаются положения федеральных норм и правил в области промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта Сеть газопотребления ПП «Смоленская ТЭЦ-2» регистрационный №А11-00861-0192; расположенного по адресу: Смоленская область, г. Смоленск, пос. Маркатушино, а именно: котельное отделение котлотурбинного цеха (КТЦ) не оснащено системой контроля загазованности по оксиду углерода	<b>Выполнено. 1.06.2020г</b> На основании договора №292/61 от 17.07.2019 ООО "Феникс" разработана документация на техническое перевооружение опасного производственного объекта: «Проект по оснащению системой контроля загазованности по оксиду углерода котельного отделения котлотурбинного цеха (КТЦ) и водогрейной котельной котельного цеха (КЦ) ПП «Смоленская ТЭЦ-2». Приборам проведена наладка и опробование поверочной газовой смесью всех датчиков. Приборы включены в работу.
<b>Площадка главного корпуса ПП «Смоленская ТЭЦ-2», рег. № А11-00861-0194</b>			
2	51	Допускается эксплуатация на опасном производственном объекте подъемных сооружений отработавших нормативный срок службы: 4-х мостовых кранов: МЭК 80/20, заводской № 1498, учетный № 001606; заводской № 1536, учетный № 001607; КМ 3006, заводской № 1870, учетный № 001608; заводской № 1883, учетный № 001609; полукозловой кран КП15-21,5В, заводской № 2, учетный № 001970; козловой кран МККС-12,5, заводской № 51, учетный № 99190, без проведения капитального (капитально-восстановительного) ремонта, текущего ремонта необходимого для поддержания их в работоспособном состоянии. Отсутствуют протоколы, подтверждающие качество проведения ремонтных работ	<b>Выполнено. 30.04.2020г</b> Специализированной организацией ООО "РегионЭнергоСтрой" согласно договора от 28.03.2019 № 134/61 проведен капитально–восстановительный ремонт 4-х мостовых кранов. Проведены и зарегистрированы ЭПБ: МЭК 80/20, заводской № 1498, учетный № 001606 ЭПБ рег. №04-ТУ-24507-2019 от 17.12.2019; МЭК 80/20, заводской № 1536, учетный № 001607 ЭПБ рег. №04-ТУ-24491-2019 от 17.12.2019; КМ 3006, заводской № 1870, учетный № 001608 ЭПБ рег. №04-ТУ-24479-2019 от 17.12.2019; КМ 3006 заводской № 1883, учетный № 001609 ЭПБ рег. №04-ТУ-24442-2019 от 17.12.2019. Козловой кран МККС-12,5, заводской № 51, учетный № 99190 продан согласно договора купли продажи №362/61 от 02.12.2019 (акт приема передачи от 18.12.2019) и демонтирован покупателем и снят с регистрации в Ростехнадзоре (письмо от 21.01.2020 №201-9). Информация об исключении крана из состава ОПО направлена в Ростехнадзор. Проведен ремонт полукозлового крана КП15-21,5В, заводской № 2, учетный № 001970; проведена ЭПБ крана.
<b>Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2», рег. № А11-00861-0195</b>			

№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	<p>Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности</p> <p><b>Принятые меры по устранению нарушений</b></p>
3	52	<p>Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: не обеспечен автоматический контроль за содержанием паров кислот и щелочей в воздухе с сигнализацией превышения ПДК в помещении использования едкого натра, серной кислоты, соляной кислоты, аммиачной воды (22-24%).</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116; пункты 75, 101, 148 ФНП ПБ ХОПО) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p> <p><b>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия</b> в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по химцеху №159 об осуществлении контроля за содержанием вредных веществ. По утвержденному Графику контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ Химическая лаборатория химического цеха осуществляет концентраций аммиака, серной кислоты, соляной кислоты и едких щелочей в воздухе рабочей зоны с периодичностью 1 раз в неделю с записью результатов в Журнал контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ. По утвержденному графику контроля производственной (рабочей) среды предприятия Хим. лаборатория ведет контроль соблюдения нормативов ПДК вредных веществ от источников вредного фактора при ведении производственного процесса: закачивании, сливе.</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительные-монтажные работы.</p>
4	53	<p>Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: отсутствует звуковая и световая сигнализация при превышении ПДК в помещениях использования едкого натра, серной кислоты, соляной кислоты, аммиачной воды (22-24%).</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (пункт 1 статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997г. №116-ФЗ; пункты 207, 209 ФНП ПС) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p> <p><b>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия</b> в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий".</p>

№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	<p>Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности</p> <p><b>Принятые меры по устранению нарушений</b></p>
			<p>Выпущено распоряжение по химцеху №159 об осуществлении контроля за содержанием вредных веществ. По утвержденному Графику контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ Химическая лаборатория химического цеха осуществляет измерения концентраций аммиака, серной кислоты, соляной кислоты и едких щелочей в воздухе рабочей зоны с периодичностью 1 раз в неделю с записью результатов в Журнал контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ. По утвержденному графику контроля производственной (рабочей) среды предприятия Хим. лаборатория ведет контроль соблюдения нормативов ПДК вредных веществ от источников вредного фактора при ведении производственного процесса: закачивании, сливе</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительные-монтажные работы.</p>
5	54	<p>Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: не обеспечен автоматический контроль за содержанием паров кислот и щелочей в воздухе рабочей зоны с сигнализацией превышения ПДК на эстакаде слива реагентов.</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116; пункты 75, 101, 148 ФНП ПБ ХОПО) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p> <p><b>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия</b> в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по химцеху №158 об осуществлении контроля за содержанием вредных веществ на эстакаде слива. По утвержденному графику контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ Химическая лаборатория химического цеха осуществляет измерения концентраций аммиака, серной кислоты, соляной кислоты и едких щелочей в воздухе рабочей зоны с периодичностью 1 раз в неделю с записью результатов в Журнал контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ. По утвержденному графику</p>

№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	<p>Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности</p> <p><b>Принятые меры по устранению нарушений</b></p>
			<p>контроля производственной (рабочей) среды предприятия Хим. лаборатория ведет контроль соблюдения нормативов ПДК вредных веществ от источников вредного фактора при ведении производственного процесса: закачивании, сливе и т.д.</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительные-монтажные работы.</p>
6	55	<p>Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: отсутствует звуковая и световая сигнализация при превышении ПДК на эстакаде слива реагентов, с регистрацией всех случаев загазованности.</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116; пункты 101, 149 ФНП ПБ ХОПО) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек</b></p> <p><b>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия</b></p> <p>в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по химцеху №158 об осуществлении контроля за содержанием вредных веществ на эстакаде слива. По утвержденному Графику контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ Химическая лаборатория химического цеха осуществляет измерения концентраций аммиака, серной кислоты, соляной кислоты и едких щелочей в воздухе рабочей зоны с периодичностью 1 раз в неделю с записью результатов в Журнал контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ. По утвержденному графику контроля производственной (рабочей) среды предприятия Хим. лаборатория ведет контроль соблюдения нормативов ПДК вредных веществ от источников вредного фактора при ведении производственного процесса: закачивании, сливе и т.д.</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для</p>



№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	<p>Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности</p> <p><b>Принятые меры по устранению нарушений</b></p>
			<p>выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительно-монтажные работы.</p>
7	56	<p>Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: отсутствует аварийная вентиляция в помещениях использования едкого натра, серной кислоты, соляной кислоты, аммиачной воды (22-24%), гидразина.</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116; пункты 75, 148 ФНП ПБ ХОПО) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p> <p><b>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия</b></p> <p>в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по химцеху №156 о включении вентиляции при нахождении в помещении персонала. По утвержденному Графику контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ Химическая лаборатория химического цеха осуществляет измерения концентраций аммиака, серной кислоты, соляной кислоты и едких щелочей в воздухе рабочей зоны с периодичностью 1 раз в неделю с записью результатов в Журнал контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ. По утвержденному графику контроля производственной (рабочей) среды предприятия Хим. лаборатория ведет контроль соблюдения нормативов ПДК вредных веществ от источников вредного фактора при ведении производственного процесса: закачивании, сливе</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительно-монтажные работы.</p>
8	57	<p>Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: отсутствует средства автоматического включения систем аварийной вентиляции при срабатывании</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116; пункты 341 ФНП ПБ ХОПО; пункт 8.2 ФНП Общие правила взрывобезопасности) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p>

№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	<p>Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности</p> <p><b>Принятые меры по устранению нарушений</b></p>
		газоанализаторов при превышении ПДК, установленных в помещениях использования едкого натра, серной кислоты, соляной кислоты, аммиачной воды (22-24%), гидразина.	<p>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по химцеху №156 о включении вентиляции при нахождении в помещении персонала. По утвержденному Графику контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ Химическая лаборатория химического цеха осуществляет измерения концентраций аммиака, серной кислоты, соляной кислоты и едких щелочей в воздухе рабочей зоны с периодичностью 1 раз в неделю с записью результатов в Журнал контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ. По утвержденному графику контроля производственной (рабочей) среды предприятия Хим. лаборатория ведет контроль соблюдения нормативов ПДК вредных веществ от источников вредного фактора при ведении производственного процесса: закачивании, сливе и т.д.</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительные-монтажные работы.</p>
9	58	Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: в помещениях использования едкого натра, серной кислоты, соляной кислоты, аммиачной воды (22-24%), гидразина отсутствует сигнализация о неисправной работе вентиляционных систем.	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116; пункт 344 ФНП ПБ ХОПО; пункт 8.7 ФНП Общие правила взрывобезопасности) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p> <p>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по химцеху №156 о включении вентиляции при нахождении в помещении персонала. По утвержденному Графику контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях</p>

№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	<p>Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности</p> <p><b>Принятые меры по устранению нарушений</b></p>
			<p>ХЦ Химическая лаборатория химического цеха осуществляет измерения концентраций аммиака, серной кислоты, соляной кислоты и едких щелочей в воздухе рабочей зоны с периодичностью 1 раз в неделю с записью результатов в Журнал контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ. По утвержденному графику контроля производственной (рабочей) среды предприятия Хим. лаборатория ведет контроль соблюдения нормативов ПДК вредных веществ от источников вредного фактора при ведении производственного процесса: закачивании, сливе.</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительные-монтажные работы.</p>
10	59	<p>Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: без наличия положительного заключения экспертизы промышленной безопасности разработанной документации на техническое перевооружение внесены изменения в технологическую схему, аппаратное оформление, в системе контроля, связи, оповещения и ПАЗ, а именно: организован автоматический контроль воздуха (содержание гидразина) рабочей зоны помещения хранения гидразина, а также автоматический контроль уровня в баках хранения щелочи (едкого натра) и серной кислоты, проект «Автоматизация комплексная»: «Автоматический контроль воздуха (содержание гидразина) рабочей зоны помещения хранения химреагента-гидразина (на базе газоанализатора «SatelliteXT» на гидразин)», шифр 16-12П-АК1; «Автоматический контроль уровня в баках хранения щелочи (едкого натра) склада химреагентов (на базе электронных датчиков-реле уровня РОС-301 – 3 бака)» шифр 16-12П-АК2;</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116; пункт 345 ФНП ПБ ХОПО; пункт 8.14 ФНП Общие правила взрывобезопасности) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p> <p>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по химцеху №159 об осуществлении контроля за содержанием вредных веществ. По утвержденному Графику контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ Химическая лаборатория химического цеха осуществляет измерения концентраций аммиака, серной кислоты, соляной кислоты и едких щелочей в воздухе рабочей зоны с периодичностью 1 раз в неделю с записью результатов в Журнал контроля состояния воздушной среды в производственных помещениях ХЦ. По утвержденному графику контроля производственной (рабочей) среды предприятия Хим. лаборатория ведет контроль соблюдения нормативов ПДК вредных веществ от источников</p>

№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	<p>Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности</p> <p><b>Принятые меры по устранению нарушений</b></p>
		<p>«Автоматический контроль уровня в баках хранения серной кислоты склада химреагентов (на базе электронных датчиков-реле уровня РОС-301 – 2 бака)», шифр 16-12П-АКЗ, разработчик ООО «Строй Проект», 2012 год.</p>	<p>вредного фактора при ведении производственного процесса: закачивании, сливе.</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительно-монтажные работы.</p>
11	60	<p>Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: в емкостях: бак соляной кислоты № 1, рег. № 6, цистерна соляной кислоты № 1 рег. № 12, цистерна серной кислоты № 1 рег. № 13, цистерна едкого натра № 1 рег. № 11, бак для хранения гидразингидрата № 1 рег. № 22, , бак для хранения гидразингидрата № 2 рег. № 23, мерник едкого натра № 1 рег. № 9, мерник едкого натра № 2 рег. № 10, мерник серной кислоты № 1 рег. № 7, мерник серной кислоты № 2, рег. № 8, цистерна аммиачной воды № 14 отсутствуют средства измерения, контроля и регулирования уровня с сигнализацией предельных значений уровня и средства автоматического отключения подачи веществ в емкости при достижении заданного предельного уровня или другими средствами, исключающими возможность перелива.</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (пункт 2 статьи 8, статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116; пункт 29 ФНП ПБ ХОПО; пункт 2.5 ФНП Общие правила взрывобезопасности) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p> <p><b>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия</b></p> <p>в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по химцеху №160 о контроле за уровнем в емкостях. При сливе-наливе реагентов производится визуальный контроль за уровнем в баках и мерниках, а также по частично установленным уровнемерам. При срабатывании сигнализации или при приближении к максимальному уровню оперативный персонал самостоятельно отключает оборудование согласно инструкции. Проведен инструктаж персоналу.</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительно-монтажные работы.</p>
12	61	<p>Не соблюдаются требования промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта: «Площадка подсобного хозяйства ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (12), рег. № А11-00861-0195: отсутствуют специальные системы аварийного освобождения при использовании серной кислоты, едкого</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116; пункт 147 ФНП ПБ ХОПО; пункты 3.9, 6.3.17 ФНП Общие правила взрывобезопасности) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p>

№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	<p>Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности</p> <p><b>Принятые меры по устранению нарушений</b></p>
		натра, соляной кислоты.	<p><b>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия</b></p> <p>в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по химцеху №157 об аварийном освобождении емкостей. Ежедневно (в течении смены) проводится обход оборудования). При необходимости аварийного освобождения емкостей применяется переносной насос. Проведен инструктаж персоналу о безопасных методах проведения аварийных работ.</p> <p>Разработана проектная документация, прошедшая экспертизу промышленной безопасности рег. №04-ТП-19321-2019 от 17.10.2019. Для выполнения СМР по реализации проекта заключен Договор № 011/61 от 13.01.2020г. с АО "ЭЦМ-Смоленск". Идут строительные-монтажные работы.</p>
<b>Сеть газопотребления ПП «Смоленская ТЭЦ-2» котельный цех, рег. № А11-00861-0196</b>			
13	64	<p>По результатам экспертизы промышленной котла ТП-35Ур рег. № 135, выполненной в 2015 г. ООО «Энерготехэкспертиза» рег. № 04-ТУ-04012-2015, сделан вывод о том, что объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности и может быть применен при условии выполнения соответствующих мероприятий, а именно:</p> <p>- в срок до 12.2016 г. необходимо произвести замену пароперегревателя II-ой ступени</p> <p>В настоящее время замена пароперегревателя не произведена, при этом котёл находится в эксплуатации.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Выполнено 1.06.2020</b></p> <p>В соответствии с договором № 023/61 от 20.01.2020 специализированной организацией ЗАО "Севзаплесэнерго" проведены работы по замене пароперегревателя котла ТП-35Ур рег. № 135. Представлена итоговая документация в соответствии с требованиями ФНП ОРПД. (Отчет № 436 по изготовлению и № 437 по монтажу)</p>
14	67	<p>Не обеспечена безопасность опасного производственного объекта, а именно: отсутствует блокировка автоматики безопасности при ее отключении или неисправности, исключающая возможность подачи природного газа на котел ПТВМ-50-1, стационарный № 8, регистрационный № 128, ПТВМ-50-1, стационарный № 9, регистрационный № 129, при проведении перед растопкой котла в ручном режиме</p>	<p><b>На момент проведения проверки срок устранения нарушения</b> (статья 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ; пункты 9, 65 ФНП ГАЗ; пункт 78 Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления) <b>установленный с учетом ходатайства - 01.10.2020 (письмо Ростехнадзора от 15.04.2020 № 09-03-09/2580) не истек.</b></p> <p><b>Выполнены следующие компенсирующие мероприятия</b></p>

№ п/п	№ пункта проверенного предписания	Описание и характер выявленных нарушений	<p>Нормативный правовой акт, нормативный технический документ, требования которого нарушено или (и) не соблюдено при осуществлении лицензируемого вида деятельности</p> <p><b>Принятые меры по устранению нарушений</b></p>
		<p>проверки плотности закрытия (герметичности) предохранительных запорных клапанов и иной запорной арматуры, установленных перед каждой горелкой котла.</p>	<p>в установленном порядке осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Выпущено распоряжение №71 от 06.09.2019 "Об утверждении мероприятий". Выпущено распоряжение по котельному цеху №163 о порядке растопки котлоагрегатов. Пуск котлоагрегатов проводится в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Проводится проверка герметичности закрытия запорной арматуры.</p> <p>Заключен договор от 13.01.2020 № 31/19, специализированной организацией АО "Электроцентромонтаж" начаты работы по замене газового оборудования водогрейных котлов ПТВМ-50-1, ст.№№ 8, 9 рег.№ 128, 129 на основании документации на техническое перевооружение ОПО "Сеть газопотребления ПП "Смоленская ТЭЦ-2" котельный цех, выполненную ООО "Данко"</p>
15	68	<p>Не проводится контроль загазованности воздуха за содержанием окиси (оксида) углерода в водогрейной котельной котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» филиала ПАО «Квадра»- «Смоленская генерация»):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- котел ПТВМ-50-1, ст.№ 8, рег.№ 128;</li> <li>- котел ПТВМ-50-1, ст.№ 9, рег.№ 129.</li> </ul>	<p><b>Выполнено. 1.06.2020г</b></p> <p>На основании договора №292/61 от 17.07.2019 ООО "Феникс" разработана документация на техническое перевооружение опасного производственного объекта: «Проект по оснащению системой контроля загазованности по оксиду углерода котельного отделения котлотурбинного цеха (КТЦ) и водогрейной котельной котельного цеха (КЦ) ПП «Смоленская ТЭЦ-2». Приборам проведена наладка и опробование поверочной газовой смесью всех датчиков. Приборы включены в работу.</p>

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

Источники тепловой энергии, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

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

С момента утверждения ранее разработанной схемы теплоснабжения, изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, не зафиксировано.

### **1.3 Раздел 3. Тепловые сети**

#### **1.3.1 Структура тепловых сетей**

Все тепловые сети тепловых источников города Смоленска попадают в категорию магистральных и распределительных. Тепловые сети во всех районах имеют все возможные типы прокладки: надземную, подземную бескональную. Надземная прокладка применяется преимущественно при переходах через естественные преграды. Прокладка трубопроводов производится по эстакадам и низкостоящим опорам. В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура. При этом используются стальные задвижки, шаровые клапаны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов.

Для обеспечения возможности оперативного переключения на сетях предусмотрена установка секционирующих отключающих устройств. Количество секционирующих устройств, для линейных частей магистрали, определены требованиями СНиП и особенностями топологии каждой системы. Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке в сетях установлены теплофикационные камеры.

Тепловые камеры выполнены в основном в подземном исполнении из сборных железобетонных конструкций или кирпичные, размером от 2х2 до 3х3 в плане и глубиной не менее 2-х метров оборудованные приемками, воздуховыпускными и сливными устройствами.

Павильоны на тепловых сетях выполнены в надземном исполнении. Здание камер-павильонов одноэтажное, стены кирпичные, общая площадь до 35 м<sup>2</sup>. Для обслуживания электрических задвижек предусмотрено электрооборудование и электроосвещение камер-павильонов. Вся пускорегулирующая аппаратура размещается в специальном щитовом помещении. Предусмотрено местное управление задвижками и возможность подключения любой системы телемеханики. Подъезды к павильонам теплосети запроектированы от существующих дорог.

Тепловые сети города Смоленска в основном прокладывались в период до 90-х годов, что обуславливает высокую степень износа. Износ подтверждается как бухгалтерскими документами, так и статистикой инцидентов (отказов) при проведении испытаний тепловых сетей на плотность и прочность. За последние годы (3 года) проведена существенная работа по ремонту и модернизации участков тепловых сетей с наибольшей интенсивностью отказов. Сети в

основном переключались по причине их ветхости. Структура магистральных тепловых сетей, как правило, радиальная, что предусматривалось ранее действующими нормами и требовало наименьших капиталовложений. При этом за последний десятилетний период, происходило два разнонаправленных процесса, с одной стороны – снижение тепловых нагрузок, а с другой стороны рост расхода теплоносителя со снижением величины расчетной (графической) температуры теплоносителя. При этом как диаметры участков тепловых сетей, их общая протяжённость, а также схема потокораспределения оставались в основном неизменными, что, в конечном счете, определило низкое качество наладки тепловых сетей и теплопотребляющих установок.

Магистральные тепловые сети, транспортирующие теплоноситель до ЦТП, приняты двухтрубными. Схемы распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей как двухтрубные, так и четырех трубные (раздельная подача тепла на отопление и горячее водоснабжение).

Системы отопления существующих зданий подключены разнотипно: по зависимой элеваторной и без элеваторных схем, по независимой схеме от подогревателей ЦТП, а в строящихся зданиях по независимой схеме от теплообменников ИТП.

Системы горячего водоснабжения подключены по закрытой схеме от теплообменников, расположенных в котельной, ИТП или в ЦТП.

Звонки от абонентов поступают диспетчеру, регистрируются в журнале и передаются соответствующим службам. Средств автоматизации и телемеханизации у диспетчерской службы нет.

Диагностика тепловых сетей проводится во время подготовки к осенне-зимнему периоду. После окончания отопительного периода проводятся гидравлические испытания тепловых сетей. В результате гидравлических испытаний выявляются аварийные участки тепловых сетей и проводятся ремонтные работы. Планово-предупредительные ремонты проводятся в зависимости от сроков эксплуатируемых участков и характера предыдущих отказов тепловых сетей.

Реконструкция тепловых сетей происходит по мере необходимости с заменой материалов и оборудования на современные материалы, с привлечением специализированных организаций. При этом тепловая изоляция трубопроводов выполняется из пенополиуретана. Покровный слой пенополиуретановой изоляции для трубопроводов надземной прокладки выполнен из тонколистовой оцинкованной стали ГОСТ 14918-80, а для трубопроводов с безканальной прокладкой в оболочке из полиэтилена.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

Протяженность тепловых сетей города Смоленска в разрезе теплоснабжающих и теплосетевых организаций приведена в таблице 1.17.

**Таблица 1.17** – Общая статистика по централизованным тепловым сетям города Смоленска

Организация	Протяженность тепловых сетей (в однострубно́м исчислении), км	
Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»	156,2	20,30%
МУП "Смоленсктеплосеть"	585,9	76,18%
ООО «Оптимальная тепловая энергетика»	0,49	0,06%
ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"	0,34	0,04%
ООО "Коммунальные системы"	1,77	0,23%
Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"	1,55	0,20%



Организация	Протяженность тепловых сетей (в однострубно́м исчислении), км	
ОГУЭПП "Смоленсккомунэнерго"	2,63	0,34%
Войсковая часть 7459	0,45	0,06%
ООО "Строй Инвест"	0,45	0,06%
ООО "Городские инженерные сети"	0,25	0,03%
ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ	11,6	1,51%
АО "Пирамида"	0,068	0,01%
ООО "Фабрика "Шарм"	0,77	0,10%
МУП "Теплоснаб"	6,72	0,87%
<b>Итого</b>	<b>769,2</b>	<b>100,0%</b>

Видно, что почти 96% всех тепловых сетей города Смоленска находятся в эксплуатации ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» и МУП «Смоленсктеплосеть», которые осуществляют эксплуатацию, плановый и аварийный ремонты магистральных, квартальных и распределительных тепловых сетей. Доля тепловых сетей, находящихся на балансе прочих теплоснабжающих организации составляет менее 4%.

#### **ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»**

В эксплуатационной ответственности предприятия находятся только магистральные тепловые сети ПП "Смоленская ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (бывшая ТЭЦ-1) протяженностью около 151,164 км в однострубно́м исчислении.

*Тепловая сеть от Смоленской ТЭЦ-2* двухтрубная, закрытая. Отпуск тепла от Смоленской ТЭЦ-2 в тепловую сеть осуществляется по выводу, оснащенному аттестованными приборами учета отпуска тепла. Максимальный диаметр тепловых сетей 1200 мм. Зона теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2 включает тепловые сети: № 3 полностью, которая разветвляется на три тепловые магистрали №1, №2 и №3, полностью тепловую сеть № 2 и паровые тепловые сети №5. Общая протяженность паровых тепловых сетей в однострубно́м исчислении составляет 7813,4 м со средним диаметром 356 мм. Общая структура тепловой сети Смоленской ТЭЦ-2 приведена в таблице 24. Профиль местности неравномерный. Рельеф города характеризуется наличием высоких межовражных и межречных увалов и холмов. Перепад высот достигает 90 метров.

На магистральных тепловых сетях находится три подкачивающие насосные станции: ПНС № 1 на обратном трубопроводе, ПНС № 2 на подающем трубопроводе и ПНС № 3 с тремя насосами на подающем трубопроводе и тремя насосами на обратном трубопроводе.

Характеристика оборудования ПНС приведена в таблице 1.18.

**Таблица 1.18** – Характеристика оборудования подкачивающих насосных станций

Наименование механизма	Типоразмер	Кол-во	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м в. ст.	Мощность двигателя, кВт
Насос на ПНС №1	СЭ 1250-70/11	4	1250	70	315
Клапан регулирующий РК-1 на ПНС №1	Ж 700 – 1	1	t =180° С, P <sub>макс.вс.</sub> =110 м		
Насос на ПНС №2	СЭ 1250-70/11	6	1250	70	315
Клапан регулирующий РК-1 на ПНС №2	Ж 700 – 1	1	t =180° С, P <sub>макс.вс.</sub> =110 м		
Насос на подающем трубопроводе ПНС №3	CNX 400-300-500-50004	3	2000	66	475
Насос на обратном трубопроводе ПНС №3	CNX 400-300-500-71000	3	2000	75	540

Тепловые сети проложены надземным, подземным в непроходных каналах и бесканальным в траншее на песчаном основании способом. Анализ исходных данных показал, что в тепловых сетях применяется, в основном, прокладка в непроходных каналах. Протяженность трубопроводов в полупроходных каналах незначительна – 321 м.

Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется за счет П-образных компенсаторов, естественных изменений направления трассы, подъемов, опусков и углов поворотов трассы. Для компенсации температурных деформаций кроме П-образных компенсаторов на сетях установлено 703 сальниковых компенсатора со средним диаметром 550 мм. Тепловая изоляция основной части теплопроводов выполнена из минеральной ваты с асбоцементной штукатуркой по металлической сетке или минераловатными матами, с последующей оберткой стеклотканью. Трубопроводы надземной прокладки покрыты еще алюминиевым листом.

В местах ответвлений трубопроводов тепловой сети к зданиям установлена запорная арматура. Защита оборудования Смоленской ТЭЦ-2 магистральной тепловой сети и потребителей от повышения давления осуществляется сбросными клапанами

Фактический режим отпуска теплоносителя в тепловую сеть от Смоленской ТЭЦ-2, по характерным точкам тепловой сети, в отопительный период приведен в таблице 1.19.

**Таблица 1.19** – Фактический режим отпуска теплоносителя в тепловую сеть с Смоленской ТЭЦ-2

Наименование характерной точки	Параметры режимов работы отпуска в сеть				температура теплоносителя, °С
	гидравлические				
	давление, м вод. ст.		расход теплоносителя м <sup>3</sup> /ч		
	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе	
Смоленская ТЭЦ-2	145	50	9600	9600	150/70°С со срезкой 115 °С
3к13	65	12	4135	4135	
3к30	50	38	760	760	

**Тепловая сеть котельной котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2** двухтрубная и по присоединению нагрузки горячего водоснабжения – закрытая. Отпуск тепла от котельной в тепловую сеть осуществляется по выводу, оснащеному аттестованными приборами учета отпуска тепла. Максимальный диаметр тепловых сетей 700 мм. Зона теплоснабжения котельной котельного цеха Смоленской ТЭЦ-2 включает тепловые сети: № 1 полностью и паровые тепловые сети №8. Общая протяженность паровых тепловых сетей в однострубно́м исчислении составляет 5198 м со средним диаметром 263 мм.

Анализ исходных данных показал, что прокладка трубопроводов в тепловых сетях котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» выполнена, в основном, в непроходных каналах с изоляцией из минераловаты. Также большая доля приходится на трубопроводы с надземной прокладкой с тепловой изоляцией из минераловаты. Протяженность трубопроводов в полупроходных каналах незначительна всего около 169 м.

Для компенсации температурных деформаций кроме П-образных компенсаторов на сетях установлены сальниковые компенсаторы. Защита оборудования котельной, магистральной тепловой сети и потребителей от повышения давления осуществляется предохранительными клапанами.

Фактический режим отпуска теплоносителя с котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» приведен в таблице 1.20.

**Таблица 1.20** – Фактический режим отпуска теплоносителя в тепловую сеть с котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Наименование характерной точки	Параметры режимов работы отпуска в сеть				
	гидравлические				тепловые
	давление, м вод. ст.		расход теплоносителя м <sup>3</sup> /ч		температура теплоносителя, °С
	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе	
Котельный цех ПП Смоленская ТЭЦ-2	123	90	1940	1940	150/70°С со срезкой 115 °С
ЦТП-190	60	50	135	135	

Структура тепловых сетей котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» приведена в таблице 1.22.

### МУП «Смоленсктеплосеть»

Основная часть тепловых сетей города Смоленска около 77%, обеспечивающих передачу тепловой энергии населению и городским учреждениям, эксплуатируется организацией МУП «Смоленсктеплосеть».

В эксплуатационной ответственности находятся тепловые сети от собственных источников тепла (своих котельных), а также распределительные и абонентские сети после центральных тепловых пунктов и тепловых пунктов (ТП) Смоленской ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2». Общая протяженность тепловых сетей 585,9 км в однострубно исчислении, из которых 117,3 км приходятся на тепловые сети собственных котельных, а остальные на сети прочих источников находящиеся на балансе других организаций.

Системы теплоснабжения от котельных 4-х трубные, включающие в себя два трубопровода на отопление и два трубопровода на горячее водоснабжение. В качестве тепловой изоляции трубопроводов используется минеральная вата. В ряде случаев при перекладке трубопроводов в последние годы использовалась изоляция ППУ. В качестве компенсирующих устройств, применяются осевые, сальниковые и П-образные компенсаторы. По данным МУП «Смоленсктеплосеть» за предприятием числится регулирующая арматура (вентиль запорный, затвор обратный, поворотный центральный) в количестве 255 штук, в том числе 252 регулятора температуры (3-х и 2-х ходовые) и 3 регулятора давления, а также секционирующая арматура в количестве 14 шт.

Тепловые камеры делятся на два типа: сборные из железобетонных конструкций и кирпичные. Перекрытие камер выполнено из железобетонных плит. Крышки люков чугунные или железобетонные в зависимости от расположения камеры (железобетонные люки – газоны, чугунные люки – проезжая часть, тротуары).

На момент написания отчета, на балансе предприятия находится 235 центральных тепловых пункта (ЦТП). Из них 143 ЦТП оборудованы автоматическими станциями управления и регулирования с датчиками давления.

Общая структура тепловых сетей теплоснабжающей организации приведена отдельно для тепловых сетей от ЦТП и ТП в таблице 1.21 и тепловых сетей от источников тепловой энергии – в таблице 1.22.

**Таблица 1.21** – Общая структура тепловых сетей от ЦТП и ТП

Наименование	Средний (по материалной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Протяженность трубопроводов (в однострубно́м исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная тепловая нагрузка	Удельная материальная характеристика
	мм	км	м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup>	Гкал/час	м <sup>2</sup> час/Гкал
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>						
Центральные тепловые пункты и тепловые пункты	141,66	468,7	59167,2	7383,6	397,01	149,03

**Таблица 1.22** – Общая структура тепловых сетей от источников тепловой энергии

Источник теплоснабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (в однострубнои исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
	°С		мм	км	м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup>	Гкал/час	м <sup>2</sup> час/Гкал
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>								
ПП "Смоленская ТЭЦ-2	150/70 срезка 115 при -13 и 70 при +3	2-х трубная, зависимая/независимая	561,8	140,30	75859,9	34761,2	484,39	156,6
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	150/70 срезка 115 при -13 и 70 при +3	2-х трубная, зависимая/независимая	520,7	15,86	7918,5	3376,8	101,30	78,2
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>			<b>557,6</b>	<b>156,16</b>	<b>83778,4</b>	<b>38138,1</b>	<b>585,7</b>	<b>143,04</b>
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>								
Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	95/70	4-х трубная, закрытая	113,7	2,72	307,7	27,6	5,11	60,2
Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	95/70	4-х трубная, закрытая	98,8	3,04	306,4	23,3	2,74	111,8
Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	95/70 срезка 70 при -7	4-х трубная, закрытая	90,2	2,91	251,5	18,5	1,90	132,0
Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	95/70	4-х трубная, закрытая	88,9	1,732	159,2	10,7	1,60	99,3
Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	95/70	4-х трубная, закрытая	111,2	4,092	413,6	39,7	2,99	138,3
Котельная №8, ул.	95/70	4-х трубная,	71,4	0,556	40,4	2,2	0,58	69,8

Источник теплоснабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (в однострубнои исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
	°С		мм	км	м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup>	Гкал/час	м <sup>2</sup> час/Гкал
Парковая, в районе дома № 20		закрытая						
Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	95/70	4-х трубная, закрытая	143,0	2,938	391,9	47,1	2,82	138,7
Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	95/70	4-х трубная, закрытая	171,5	0,423	73,3	9,8	4,82	15,2
Котельная №14, пос. Геденоновка	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	73,6	0,957	74,3	4,1	2,08	35,7
Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	116,7	0,80	92,7	8,5	1,91	48,4
Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	95/70	4-х трубная, закрытая	100,5	4,20	424,1	33,3	1,54	275,8
Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	95/70	4-х трубная, закрытая	131,6	6,714	885,8	91,3	5,43	163,1
Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	95/70	4-х трубная, закрытая	134,2	1,72	230,5	24,24	2,93	78,5
Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	95/70	4-х трубная, закрытая	96,7	2,20	219,2	16,1	3,71	59,1
Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	115/70	4-х трубная, закрытая	110,5	6,1	668,4	58,2	10,81	61,8
Котельная №23 ул.	95/70	4-х трубная,	100,0	0,202	21,8	1,6	0,28	76,8

Источник теплоснабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (в однотрубном исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
	°С		мм	км	м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup>	Гкал/час	м <sup>2</sup> час/Гкал
Генерала Лукина, в районе СШ №19		закрытая						
Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	95/70	2-х трубная	82,6	0,88	79,9	4,7	0,80	99,6
Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	95/70	4-х трубная, закрытая	50,0	0,03	1,8	0,1	0,13	13,7
Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	пар на прачечную	2-х трубная до ЦТП, 4-х трубная после ЦТП	50,0	0,01	0,8	0,0	0,07	12,1
Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	53,0	1,64	90,2	3,62	0,24	370,0
Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	95/70	4-х трубная, закрытая	58,4	0,63	49,1	2,6	0,48	102,9
Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	95/70	2-х трубная	125,0	0,24	31,9	2,9	0,39	82,7
Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	42,9	0,52	28,8	1,0	0,06	482,1
Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	45,8	0,60	29,1	1,0	0,15	192,6
Котельная №32 ул.	95/70	4-х трубная,	85,2	0,644	56,1	3,67	1,94	28,9

Источник теплоснабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (в однотрубном исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
	°С		мм	км	м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup>	Гкал/час	м <sup>2</sup> час/Гкал
Соболева, д.116		закрытая						
Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	95/70	2-х трубная	109,4	3,628	391,37	34,11	0,90	434,1
Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	110,3	3,386	372,2	32,3	2,65	140,5
Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	95/70	4-х трубная, закрытая	87,6	2,39	214,8	14,4	2,39	89,9
Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	95/70	4-х трубная, закрытая	108,3	6,82	717,77	62,77	5,66	126,9
Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	95/70	4-х трубная, закрытая	70,3	2,64	191,4	10,22	0,96	199,1
Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	95/70	2-х трубная	133,3	2,04	278,4	28,52	2,66	104,5
Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	79,2	1,95	154,0	9,59	3,75	41,1
Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	95/70	2-х трубная	72,2	1,31	94,7	5,35	0,91	104,0
Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	95/70	4-х трубная, закрытая	115,3	1,07	127,3	11,17	1,43	89,2
Котельная №42 ул.	95/70 срезка 70 при -	4-х трубная,	62,4	1,02	68,8	3,11	1,00	69,0



Источник теплоснабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (в однотрубном исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
	°С		мм	км	м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup>	Гкал/час	м <sup>2</sup> час/Гкал
Лавочкина, в районе дома № 47/1	7	закрытая						
Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	84,4	1,58	138,5	8,82	0,66	210,1
Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	95/70	4-х трубная, закрытая	80,4	2,24	183,0	11,36	1,27	143,6
Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	155,5	4,76	667,3	90,38	7,34	90,9
Котельная №50 ул. Соболева, д.113	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	64,6	1,14	75,6	3,73	4,21	18,0
Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	95/70	4-х трубная, закрытая	116,3	1,14	127,4	12,07	0,04	3377,1
Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	100,2	0,13	13,0	0,99	0,22	59,1
Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	95/70	2-х трубная, закрытая	98,5	1,58	162,6	12,04	1,79	91,0
Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	95/70	4-х трубная, закрытая	117,2	3,04	352,3	32,80	2,94	119,9
Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	95/70	4-х трубная, закрытая	126,6	0,56	73,7	7,10	3,03	24,3
Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	94,9	4,04	385,5	28,53	2,11	183,0

Источник теплоснабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (в однотрубном исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
	°С		мм	км	м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup>	Гкал/час	м <sup>2</sup> час/Гкал
Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	95/70	4-х трубная, закрытая	89,5	0,47	43,3	2,95	2,68	16,2
Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	95/70	4-х трубная, закрытая	95,5	5,01	484,1	35,82	3,95	122,5
Котельная №68 ул. Кловская, д.27	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	66,7	0,22	15,8	0,75	0,69	22,8
Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	95/70	2-х трубная	80,0	0,04	3,7	0,21	0,04	106,8
Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	59,0	1,10	70,0	3,01	1,64	42,6
Котельная ООО "Смолхладосервис", ул. Октября, д.46	95/70	4-х трубная, закрытая	66,7	0,82	60,0	2,87	0,50	119,1
Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	95/70 срезка 70 при - 7	4-х трубная, закрытая	98,1	5,19	486,1	39,22	2,83	171,9
Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	115/70 срезка 70 при -1	4-х трубная, закрытая	142,4	11,34	1494,8	180,65	9,05	165,1
Котельная ул. Кутузова д.15	95/70	4-х трубная, закрытая	60,5	0,13	8,5	0,37	3,75	2,3
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>			<b>107,4</b>	<b>117,3</b>	<b>12384,8</b>	<b>1121,3</b>	<b>126,6</b>	<b>97,8</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>								
БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	95/70	4-х трубная, закрытая	183,0	0,49	80,7	12,9	5,84	13,8
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>								

Источник теплоснабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (в однотрубном исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
	°С		мм	км	м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup>	Гкал/час	м <sup>2</sup> час/Гкал
Котельная ООО "СмоЛАТП"	95/70	2-х трубная, зависимая	71,9	0,339	26,3	1,4	1,05	25,0
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>								
Котельная ООО "Коммунальные системы"	115/70 срезка 70 при -3	2-х трубная до ЦТП, после ЦТП 4-х трубная	155,6	1,771	265,29	33,67	1,52	174,30
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>								
Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	95/70	4-х трубная, закрытая	93,4	1,284	129,03	8,80	2,04	63,25
Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а	95/70	4-х трубная, закрытая	127,5	0,264	35,24	3,37	1,02	34,62
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>			<b>99,2</b>	<b>1,55</b>	<b>164,27</b>	<b>12,17</b>	<b>3,06</b>	<b>53,7</b>
<b>ОГУЭПП "Смоленсккоммунэнерго"</b>								
Котельная п. 430 км	95/70	4-х трубная, закрытая	69,1	2,634	190,9	9,88	1,10	173,59
<b>Войсковая часть 7459</b>								
Котельная в/ч 7459	95/70	4-х трубная, закрытая	85,8	0,455	41,57	2,63	2,21	18,81
<b>ООО "Строй Инвест"</b>								
Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	115/70	2-х трубная, зависимая	70,0	0,45	33,82	1,71	0,33	103,1
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>								
БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с	95/70	4-х трубная, закрытая	180,2	0,11	19,8	2,7	1,52	13,1

Источник теплоснабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (в одноструйном исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
	°С		мм	км	м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup>	Гкал/час	м <sup>2</sup> час/Гкал
д.№17)								
БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	95/70	0,000	241,7	0,15	38,1	6,7	0,84	45,5
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>			<b>215,9</b>	<b>0,25</b>	<b>57,94</b>	<b>9,43</b>	<b>2,35</b>	<b>24,6</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>								
Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	95/70	2-х трубная, зависимая	95,4	8,32	719,2	59,4	9,01	79,86
Котельная №83	95/70	4-х трубная, закрытая	79,9	3,33	279,3	16,7	1,47	190,36
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>			<b>90,98</b>	<b>11,65</b>	<b>998,49</b>	<b>76,16</b>	<b>10,47</b>	<b>95,3</b>
<b>АО "Пирамида"</b>								
Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	115/70	2-х трубная, зависимая	80	0,068	6,1	0,34	0,25	24,5
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>								
Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	95/70	4-х трубная, закрытая	55,7	0,771	47,6	1,92	0,47	0,00
<b>МУП "Теплоснаб"</b>								
Теплосетевая организация	95/70	2-х трубная до ЦТП, 4-х трубная после ЦТП	76,6	6,72	545,8	31,3	2,81	194

Известно, что универсальным показателем, позволяющим сравнивать различные системы транспортировки теплоносителя, является удельная материальная характеристика тепловой сети, которая определяется:

$$\mu = \frac{M}{Q_{\text{сумм}}^p} \left[ \frac{\text{м}^2}{\text{Гкал/ч}} \right]$$

где  $Q_{\text{сумм}}^p$  – присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч,  $M$  – материальная характеристика сети,  $\text{м}^2$ , равная:

$$M = \sum_{i=1}^{i=n} d_i \cdot l_i$$

По этому показателю можно оценить эффективность централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при ее передаче по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного централизованного теплоснабжения. При подвесной теплоизоляции, зоной высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения считается при значении удельной материальной характеристики тепловой сети до  $100 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$ . Зона предельной эффективности ограничена  $200 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$ .

При значениях приведенной материальной характеристики, превышающей  $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$  целесообразно применение индивидуального теплоснабжения. Следует иметь в виду, что применение в системе теплоснабжения предварительно изолированных труб с ППУ изоляцией, сдвигает зону предельной эффективности до  $300 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$ .

Анализ удельных материальных характеристик, приведенных в таблице 3.6, свидетельствуют о высокой степени загруженности тепловых сетей практически всех котельных.

Для некоторых источников тепла значения удельной материальной характеристики выходят за зону предельных значений. Загрузка Смоленской ТЭЦ-2 – средняя.

Имеются котельные с малой степенью загруженности. Однако дальнейшая загрузка этих котельных возможна только после анализа гидравлического состояния системы, поскольку значения эквивалентной шероховатости трубопроводов могут в несколько раз превышать нормативные.

### **1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме**

Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии представлены в электронной модели системы теплоснабжения города Смоленска.

### **1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладок, краткую характеристику грунтов с выделением наименее надежных участков.**

Характеристика грунтов на территории города Смоленска в местах прокладки тепловых сетей: инженерно-геологические условия определяются рельефом, геологическим и гидрогеологическим строением, свойствами грунтов, залегающих в основании сооружений, опасными геологическими процессами.

Основная часть грунтов в зоне теплоснабжения источников тепла представлена песками, супесями, суглинками и глинами, которые легко подвержены размыву и переносу или транзиту в паводковый период на нижележащие участки реки.

Глубина сезонного промерзания в пределах города Смоленска составляет, для песков средней крупности и крупных – 1,72м, для суглинков – 1,32м. Учитывая относительно спокойный рельеф и суглинистость грунтов, можно сказать, что опасности для эксплуатации и снижению надежности участков трубопроводов данные почвы не представляют. Средняя глубина заложения осей трубопроводов принята равной 2 м.

Гораздо более серьезную опасность и снижение надежности представляет ветхость существующих трубопроводов.

Представленная информация о характеристике водяных тепловых сетей теплоснабжающими организациями приводится ниже в таблице 1.23. Из-за отсутствия необходимого объема технической документации, в схеме тепловых сетей могут присутствовать отдельные неточности. Информация, необходимая для соответствующего описания компенсирующих устройств, ресурсоснабжающими организациями не представлена.

**Таблица 1.23 – Характеристика тепловых сетей**

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однотрубном исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ППУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995									м
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>												
<b>ПП "Смоленская ТЭЦ-2"</b>												
1200	312	0,0	312	312,0	0	0,0	0,0	312	0	0,0	312,0	0
800	36537	21877,0	14660	10036,0	4007	22494,0	0,0	30535,5	6001,48	0,0	36537,0	21877
700	7813,4	4204,0	3609	6684,0	530,4	599,0	0,0	4654	3159,4	0,0	7813,4	4204
600	15477	10131,0	5346	14948,0	270	259,0	0,0	13657	1820	0,0	15477,0	10131
500	23850	22553	1297	6998	0	16852	0	23044	806	0	23850	22553
400	14935	7012,0	7923	6539,0	4800	3596,0	0,0	10295	4640	0,0	14935,0	7012
350	1296	771,0	525	55,0	470	771,0	0,0	826	470	0,0	1296,0	771
300	15274	10021	5253	11650	1296	2329	0	13978	1296	0	15274	10021
250	12345	8694	3651	10654	398	1293	0	11947	398	0	12345	8694
200	8523	6214	2309	6684	583	1256	0	7940	583	0	8523	6214
150	1567	754	813	1199	320	48	0	1247	320	0	1567	754
125	198	198,0	0	198,0	0	0,0	0,0	198	0	0,0	198,0	198
100	440,9	389,5	51	389,5	51,4	0,0	0,0	389,5	51,4	0,0	440,9	390
80	775	0,0	775	0,0	598	177,0	0,0	177	598	0,0	775,0	0
70	222	0,0	222	0,0	222	0,0	0,0	0	222	0,0	222,0	0
50	729,4	0,0	729	150,0	579,4	0,0	0,0	150	579,4	0,0	729,4	0
<b>Итого</b>	<b>140295</b>	<b>92818</b>	<b>47477</b>	<b>76496</b>	<b>14126</b>	<b>49673</b>	<b>0</b>	<b>119350</b>	<b>20945</b>	<b>0</b>	<b>140295</b>	92818
<b>Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а</b>												
700	5862	2774	3088	4992	214	656	0	4328	1534	0	5862	2774,0

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
500	3392	2730,28	662	792	0	2600,28	0	3246,28	146	0	3392,28	2730,3
400	2406	112	2294,2	1188,6	0	1217,6	0	2406,2	0	0	2406,2	112,0
300	1818	244	1574,2	362,6	0	1455,6	0	1818,2	0	0	1818,2	244,0
250	163	0	163	39	0	124	0	163	0	0	163	0,0
150	105	0	105	0	0	105	0	105	0	0	105	0,0
100	1806	0	1806,2	393,6	0	1412,6	0	1806,2	0	0	1806,2	0,0
80	312	0	312	26	0	286	0	312	0	0	312	0,0
<b>Итого</b>	<b>15865</b>	<b>5860</b>	<b>10005</b>	<b>7794</b>	<b>214</b>	<b>7857</b>	<b>0</b>	<b>14185</b>	<b>1680</b>	<b>0</b>	<b>15865</b>	<b>5860,3</b>
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>												
<b>Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6</b>												
200	114	18	96	18	96	0	0	18	96	114,0	0,0	18,0
150	876	520	356	520	318	0	38	558	318	876,0	0,0	520,0
125	123	20	103	20	103	0	0	20	103	20,0	103,0	20,0
100	361	126	235	259	82	0	20	279	82	172,0	189,0	126,0
80	453	341	112	389	64	0	0	389	64	66,0	387,0	341,0
70	244	66	178	85	159	0	0	85	159	0,0	244,0	66,0
50	395	285	110	395	0	0	0	395	0	110,0	285,0	285,0
40	150	50	100	150	0	0	0	150	0	0,0	150,0	50,0
<b>Итого</b>	<b>2716</b>	<b>1426</b>	<b>1290</b>	<b>1836</b>	<b>822</b>	<b>0</b>	<b>58</b>	<b>1894</b>	<b>822</b>	<b>1358</b>	<b>1358</b>	1426,0
<b>Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9</b>												
200	196	0	196	0	196	0	0	0	196	196	0	0,0
125	368	270	98	270	98	0	0	44	98	226	142	270,0



Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
100	767	767	0	767	0	0	0	606	0	654	113	767,0
80	967	869	98	869	98	0	0	483	98	418	549	869,0
70	164	164	0	164	0	0	0	164	0	0	164	164,0
50	582	582	0	582	0	0	0	475	0	28	554	582,0
<b>Итого</b>	<b>3044</b>	<b>2652</b>	<b>392</b>	<b>2652</b>	<b>392</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1772</b>	<b>392</b>	<b>1522</b>	<b>1522</b>	<b>2652,0</b>
<b>Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2</b>												
200	258	258	0	258	0	0	0	258	0	258	0	258,0
100	663	633	30	633	30	0	0	633	30	260	403	633,0
80	373	327	46	327	46	0	0	327	46	334	39	327,0
70	387	387	0	387	0	0	0	387	0	128	259	387,0
50	473	436	37	436	37	0	0	436	37	110	363	436,0
40	752	725	27	725	27	0	0	725	27	146	606	725,0
<b>Итого</b>	<b>2906</b>	<b>2766</b>	<b>140</b>	<b>2766</b>	<b>140</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2766</b>	<b>140</b>	<b>1236</b>	<b>1670</b>	<b>2766,0</b>
<b>Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38</b>												
150	18	18	0	18	0	0	0	18	0	18	0	18,0
125	295	295	0	295	0	0	0	295	0	286	9	295,0
100	533	433	100	423	110	0	0	423	110	390	143	433,0
80	164	164	0	164	0	0	0	164	0	12	152	164,0
70	201	151	50	151	50	0	0	151	50	0	201	151,0
50	521	471	50	471	50	0	0	471	50	0	521	471,0
<b>Итого</b>	<b>1732</b>	<b>1532</b>	<b>200</b>	<b>1522</b>	<b>210</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1522</b>	<b>210</b>	<b>706</b>	<b>1026</b>	<b>1532,0</b>
<b>Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5</b>												

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однотрубном исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
200	306	306	0	306	0	0	0	306	0	306	0	306,0
150	521	521	0	521	0	0	0	521	0	368	153	521,0
125	692	692	0	692	0	0	0	692	0	692	0	692,0
100	788	788	0	788	0	0	0	788	0	654	134	788,0
80	449	428	21	428	21	0	0	428	21	0	449	428,0
70	777	756	71	756	71	0	0	756	71	34	793	706,0
50	434	434	50	434	50	0	0	434	50	140	344	384,0
40	109	109	0	109	0	0	0	109	0	0	109	109,0
30	16	16	0	16	0	0	0	16	0	0	16	16,0
<b>Итого</b>	<b>4092</b>	<b>4050</b>	<b>142</b>	<b>4050</b>	<b>142</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4050</b>	<b>142</b>	<b>2194</b>	<b>1998</b>	<b>3950,0</b>
<b>Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20</b>												
100	210	210	0	210	0	0	0	210	0	210	0	210,0
50	268	268	0	268	0	0	0	268	0	20	248	268,0
40	18	18	0	18	0	0	0	18	0	18	0	18,0
25	60	60	0	60	0	0	0	60	0	0	60	60,0
<b>Итого</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>0</b>	<b>556</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>556</b>	<b>0</b>	<b>248</b>	<b>308</b>	<b>556,0</b>
<b>Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра</b>												
250	566	566	0	566	0	0	0	566	0	566	0	566,0
200	172	0	172	172	0	0	0	172	0	172	0	0,0
150	225	93	132	93	132	0	0	93	132	132	93	93,0
125	200	200	0	200	0	0	0	200	0	60	140	200,0
100	467	157	310	157	310	0	0	157	310	308	159	157,0

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
80	308	100	208	186	122	0	0	186	122	0	308	100,0
70	304	202	102	304	0	0	0	304	0	102	202	202,0
50	457	132	325	269	188	0	0	269	188	70	387	132,0
40	188	188	0	188	0	0	0	188	0	188	0	188,0
30	51	0	51	51	0	0	0	51	0	0	51	0,0
<b>Итого</b>	<b>2938</b>	<b>1638</b>	<b>1300</b>	<b>2186</b>	<b>752</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2186</b>	<b>752</b>	<b>1598</b>	<b>1340</b>	<b>1638,0</b>
<b>Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27</b>												
200	303	0	303,4	0	303,4	0	0	0	303,4	303,4	0	0,0
50	120	0	119,6	0	119,6	0	0	0	119,6	119,6	0	0,0
<b>Итого</b>	<b>423</b>	<b>0</b>	<b>423</b>	<b>0</b>	<b>423</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>423</b>	<b>423</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
<b>Котельная №14, пос. Гедеоновка</b>												
100	254	254	0	254	0	0	0	254	0	254	0	254,0
80	54	54	0	54	0	0	0	54	0	54	0	54,0
70	298	298	0	298	0	0	0	298	0	298	0	298,0
50	306	305,5	0	305,5	0	0	0	305,5	0	260	45,5	305,5
40	46	45,5	0	45,5	0	0	0	45,5	0	0	45,5	45,5
<b>Итого</b>	<b>957</b>	<b>957</b>	<b>0</b>	<b>957</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>957</b>	<b>0</b>	<b>866</b>	<b>91</b>	<b>957,0</b>
<b>Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46</b>												
200	84,0	84	0	84	0	0	0	84	0	84	0	84,0
150	124,0	124	0	124	0	0	0	124	0	82	42	124,0
125	90,0	90	0	90	0	0	0	90	0	90	0	90,0
100	227,0	146	81	146	81	0	0	146	81	143	84	146,0

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
70	170,5	143,5	27	143,5	27	0	0	143,5	27	0	170,5	143,5
50	44,5	44,5	0	44,5	0	0	0	44,5	0	0	44,5	44,5
40	58,0	58	0	58	0	0	0	58	0	0	58	58,0
<b>Итого</b>	<b>798</b>	<b>690</b>	<b>108</b>	<b>690</b>	<b>108</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>690</b>	<b>108</b>	<b>399</b>	<b>399</b>	<b>690,0</b>
<b>Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19</b>												
200	172,0	100	72	100	72	0	0	100	72	172	0	100,0
150	354,0	354	0	354	0	0	0	354	0	304	50	354,0
125	674,0	598	76	598	76	0	0	598	76	242	432	598,0
100	732,0	300	432	464	268	0	0	464	268	696	36	300,0
80	758,0	515	243	597	161	0	0	597	161	414	344	515,0
70	508,0	182	326	276	232	0	0	276	232	56	452	182,0
50	852,0	773	79	785	67	0	0	785	67	232	620	773,0
40	152,0	152	0	152	0	0	0	152	0	0	152	152,0
<b>Итого</b>	<b>4202</b>	<b>2974</b>	<b>1228</b>	<b>3326</b>	<b>876</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3326</b>	<b>876</b>	<b>2116</b>	<b>2086</b>	<b>2974,0</b>
<b>Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13</b>												
250	98,0	98	0	98	0	0	0	98	0	98	0	98,0
200	1304,0	414	890	414	890	0	0	414	890	1304	0	414,0
150	963,0	402	561	402	561	0	0	402	561	424	539	402,0
125	494,0	350	144	350	144	0	0	350	144	164	330	350,0
100	1922,0	936	986	1328	594	0	0	1328	594	1117	805	936,0
80	693,5	462,5	231	462,5	231	0	0	462,5	231	309	384,5	462,5
70	778,5	472,5	306	668,5	110	0	0	668,5	110	0	778,5	472,5

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
50	461,0	95	366	291	170	0	0	291	170	29	432	95,0
<b>Итого</b>	<b>6714</b>	<b>3230</b>	<b>3484</b>	<b>4014</b>	<b>2700</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4014</b>	<b>2700</b>	<b>3445</b>	<b>3269</b>	<b>3230,0</b>
<b>Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22</b>												
200	505	505	0	505	0	0	0	505	0	0	0	505,0
125	208	208	0	208	0	0	0	208	0	0	0	208,0
100	466	374	92	374	92	0	0	374	92	0	0	374,0
80	220	174	46	174	46	0	0	174	46	0	0	174,0
70	258	212	46	212	46	0	0	212	46	0	0	212,0
50	29	29	0	29	0	0	0	29	0	0	0	29,0
30	29	29	0	29	0	0	0	29	0	0	0	29,0
<b>Итого</b>	<b>1715</b>	<b>1531</b>	<b>184</b>	<b>1531</b>	<b>184</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1531</b>	<b>184</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1531,0</b>
<b>Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44</b>												
150	180	12	168	12	168	0	0	12	168	180	0	12
125	394	394	0	394	0	0	0	394	0	292	102	394
100	464	380	84	380	84	0	0	380	84	358	106	380
80	332	248	84	248	84	0	0	248	84	82	250	248
70	664	664	0	664	0	0	0	664	0	118	546	664
50	55	55	0	55	0	0	0	55	0	0	55	55
40	109	109	0	109	0	0	0	109	0	0	109	109
<b>Итого</b>	<b>2198</b>	<b>1862</b>	<b>336</b>	<b>1862</b>	<b>336</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1862</b>	<b>336</b>	<b>1030</b>	<b>1168</b>	<b>1862</b>
<b>Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1</b>												
250	10	10	0	10	0	0	0	10	0	10	0	10,0

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
200	591,4	284,4	307	284,4	307	0	0	284,4	307	482,4	109	284,4
150	482	313	169	313	169	0	0	313	169	352	130	313,0
125	644	567	77	567	77	0	0	567	77	254	390	567,0
100	1817	779	1038	1141	676	0	0	1141	676	1377	440	779,0
80	598,5	104	494,5	285	313,5	0	0	285	313,5	0	578,5	104,0
70	1021	905	116	1010	11	0	0	1010	11	434	587	905,0
50	784,5	328	456,5	478	306,5	0	0	478	306,5	194	590,5	328,0
40	30	30	0	30	0	0	0	30	0	30	0	30,0
0	98	98	0	98	0	0	0	98	0	0	98	98,0
<b>Итого</b>	<b>6076</b>	<b>3418</b>	<b>2658</b>	<b>4216</b>	<b>1860</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4216</b>	<b>1860</b>	<b>3133</b>	<b>2923</b>	<b>3418,4</b>
<b>Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19</b>												
100	202	202	0	202	0	0	0	202	0	202	0	202,0
<b>Итого</b>	<b>202</b>	<b>202</b>	<b>0</b>	<b>202</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>202</b>	<b>0</b>	<b>202</b>	<b>0</b>	<b>202,0</b>
<b>Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10</b>												
100	166	166	0	166	0	0	0	166	0	166	0	166,0
80	659	94	565	659	0	0	0	659	0	659	0	94,0
50	58	0	58	58	0	0	0	58	0	58	0	0,0
<b>Итого</b>	<b>883</b>	<b>260</b>	<b>623</b>	<b>883</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>883</b>	<b>0</b>	<b>883</b>	<b>0</b>	<b>260,0</b>
<b>Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5</b>												
50	32	32	0	0	0	32	0	32	0	0	32	32,0
<b>Итого</b>	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>32</b>	<b>0</b>	<b>32</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>32</b>	<b>32,0</b>
<b>Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40</b>												

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
50	14	14	0	0	0	14	0	14	0	0	14	14,0
<b>Итого</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14</b>	<b>14,0</b>
<b>Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы</b>												
70	546	546	0	546	0	0	0	546	0	546	0	546,0
50	590	590	0	590	0	0	0	590	0	510	80	590,0
40	231	231	0	231	0	0	0	231	0	158	73	231,0
30	100	100	0	100	0	0	0	100	0	76	24	100,0
	177	177	0	177	0	0	0	177	0	0	177	177,0
<b>Итого</b>	<b>1644</b>	<b>1644</b>	<b>0</b>	<b>1644</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1644</b>	<b>0</b>	<b>1290</b>	<b>354</b>	<b>1644,0</b>
<b>Котельная №28 пос. Нижняя Дубровка, в районе школы-интерната</b>												
100	204	204	0	204	0	0	0	204	0	204	0	204,0
70	204	204	0	204	0	0	0	204	0	0	204	204,0
40	176	176	0	176	0	0	0	176	0	80	96	176,0
25	49,5	49,5	0	49,5	0	0	0	49,5	0	0	49,5	49,5
<b>Итого</b>	<b>634</b>	<b>634</b>	<b>0</b>	<b>634</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>634</b>	<b>0</b>	<b>284</b>	<b>350</b>	<b>633,5</b>
<b>Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5</b>												
125	240	240	0	240	0	0	0	240	0	240	0	240,0
<b>Итого</b>	<b>240</b>	<b>240</b>	<b>0</b>	<b>240</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>240</b>	<b>0</b>	<b>240</b>	<b>0</b>	<b>240,0</b>
<b>Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6</b>												
70	120	120	0	120	0	0	0	120	0	120	0	120,0
50	105	105	0	105	0	0	0	105	0	45	60	105,0
40	233	233	0	233	0	0	0	233	0	181	52	233,0

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
30	38,5	38,5	0	38,5	0	0	0	38,5	0	0	38,5	38,5
25	22,5	22,5	0	22,5	0	0	0	22,5	0	0	22,5	22,5
<b>Итого</b>	<b>519</b>	<b>519</b>	<b>0</b>	<b>519</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>519</b>	<b>0</b>	<b>346</b>	<b>173</b>	<b>519</b>
<b>Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»</b>												
100	25	25	0	25	0	0	0	25	0	0	25	25,0
80	30	30	0	30	0	0	0	30	0	30	0	30,0
50	204	204	0	204	0	0	0	204	0	136	68	204,0
40	83	83	0	83	0	0	0	83	0	40	43	83,0
30	40	40	0	40	0	0	0	40	0	0	40	40,0
25	218	218	0	218	0	0	0	218	0	109	109	218,0
<b>Итого</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>315</b>	<b>285</b>	<b>600,0</b>
<b>Котельная №32 ул. Соболева, д.116</b>												
125	172	88	84	88	84	0	0	88	84	172	0	88,0
100	13	13	0	13	0	0	0	13	0	0	13	13,0
70	298	109	189	109	189	0	0	109	189	150	148	109,0
50	161	70	91	70	91	0	0	70	91	0	161	70,0
<b>Итого</b>	<b>644</b>	<b>280</b>	<b>364</b>	<b>280</b>	<b>364</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>280</b>	<b>364</b>	<b>322</b>	<b>322</b>	<b>280,0</b>
<b>Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)</b>												
200	246	246	0	246	0	0	0	246	0	246	0	246,0
150	750	750	0	750	0	0	0	750	0	750	0	750,0
100	1200	1200	0	1200	0	0	0	1200	0	1200	0	1200,0
80	86	86	0	86	0	0	0	86	0	86	0	86,0



Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однотрубном исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
70	516	434	82	434	82	0	0	434	82	516	0	434,0
50	420	420	0	420	0	0	0	420	0	420	0	420,0
40	342	342	0	342	0	0	0	342	0	342	0	342,0
30	68	68	0	68	0	0	0	68	0	68	0	68,0
<b>Итого</b>	<b>3628</b>	<b>3546</b>	<b>82</b>	<b>3546</b>	<b>82</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3546</b>	<b>82</b>	<b>3628</b>	<b>0</b>	<b>3546,0</b>
<b>Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а</b>												
200	316	316	0	316	0	0	0	316	0	316	0	316,0
150	340	340	0	340	0	0	0	340	0	340	0	340,0
125	668	208	460	668	0	0	0	668	0	510	158	208,0
100	120	120	0	120	0	0	0	120	0	0	120	120,0
80	961	323	638	961	0	0	0	961	0	332	629	323,0
70	276	120	156	276	0	0	0	276	0	156	120	120,0
50	627	163	464	627	0	0	0	627	0	78	549	163,0
40	78	0	78	78	0	0	0	78	0	0	78	0,0
<b>Итого</b>	<b>3386</b>	<b>1590</b>	<b>1796</b>	<b>3386</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3386</b>	<b>0</b>	<b>1732</b>	<b>1654</b>	<b>1590,0</b>
<b>Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)</b>												
150	66	0	66	66	0	0	0	66	0	66	0	0,0
125	215	0	215	215	0	0	0	215	0	215	0	0,0
100	965,5	0	965,5	965,5	0	0	0	965,5	0	402	563,5	0,0
80	342,5	0	342,5	342,5	0	0	0	342,5	0	207	135,5	0,0
70	19	0	19	19	0	0	0	19	0	0	19	0,0
50	506,5	0	506,5	506,5	0	0	0	506,5	0	411	95,5	0,0

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
40	110,5	0	110,5	110,5	0	0	0	110,5	0	34	76,5	0,0
30	100	0	100	100	0	0	0	100	0	0	100	0,0
25	66	0	66	66	0	0	0	66	0	0	66	0,0
<b>Итого</b>	<b>2391</b>	<b>0</b>	<b>2391</b>	<b>2391</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2391</b>	<b>0</b>	<b>1335</b>	<b>1056</b>	<b>0,0</b>
<b>Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.546</b>												
250	91,4	0	91,4	0	91,4	0	0	0	91,4	91,4	0	0,0
200	721,2	0	721,2	0	721,2	0	0	0	721,2	721,2	0	0,0
150	377,9	0	377,9	0	377,9	0	0	0	377,9	332,2	45,7	0,0
125	485,4	0	485,4	0	485,4	0	0	0	485,4	124,8	360,6	0,0
100	1479,1	232	1247,1	232	1247,1	0	0	232	1247,1	651,8	827,3	232,0
80	962,2	73,2	889	0	962,2	0	0	0	962,2	391,4	570,8	73,2
70	757,3	95	662,3	95	662,3	0	0	95	662,3	272,4	484,9	95,0
50	1709,7	274	1435,7	232	1477,7	0	0	232	1477,7	342	1367,7	274,0
40	238,4	95	143,4	95	143,4	0	0	95	143,4	143,4	95	95,0
<b>Итого</b>	<b>6822,6</b>	<b>769,2</b>	<b>6053,4</b>	<b>654</b>	<b>6168,6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>654</b>	<b>6168,6</b>	<b>3070,6</b>	<b>3752</b>	<b>769,2</b>
<b>Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)</b>												
100	770	0	770	770	0	0	0	770	0	770	0	0,0
70	526	0	526	526	0	0	0	526	0	526	0	0,0
50	790	0	790	790	0	0	0	790	0	790	0	0,0
40	430	0	430	430	0	0	0	430	0	430	0	0,0
25	120	0	120	120	0	0	0	120	0	120	0	0,0
<b>Итого</b>	<b>2636</b>	<b>0</b>	<b>2636</b>	<b>2636</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2636</b>	<b>0</b>	<b>2636</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
<b>Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)</b>												
200	390	390	0	390	0	0	0	390	0	390	0	390,0
150	482	22	460	22	460	0	0	22	460	482	0	22,0
125	90	90	0	90	0	0	0	90	0	90	0	90,0
100	662	292	370	662	0	0	0	662	0	662	0	292,0
80	208	62	146	208	0	0	0	208	0	208	0	62,0
50	212	90	122	212	0	0	0	212	0	212	0	90,0
<b>Итого</b>	<b>2044</b>	<b>946</b>	<b>1098</b>	<b>1584</b>	<b>460</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1584</b>	<b>460</b>	<b>2044</b>	<b>0</b>	<b>946,0</b>
<b>Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5</b>												
200	86	0	86	86	0	0	0	86	0	86	0	0,0
100	313	0	313	248	65	0	0	248	65	247	66	0,0
80	116	50	66	116	0	0	0	116	0	50	66	50,0
70	659	118	541	594	65	0	0	594	65	526	133	118,0
50	486	134	352	356	130	0	0	356	130	65	421	134,0
40	288	134	154	288	0	0	0	288	0	0	288	134,0
<b>Итого</b>	<b>1948</b>	<b>436</b>	<b>1512</b>	<b>1688</b>	<b>260</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1688</b>	<b>260</b>	<b>974</b>	<b>974</b>	<b>436,0</b>
<b>Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2</b>												
150	59	59,08	0	59,08	0	0	0	59,08	0	59,08	0	59,1
100	333	332,84	0	332,84	0	0	0	332,84	0	332,84	0	332,8
80	58	57,74	0	57,74	0	0	0	57,74	0	57,74	0	57,7
50	592	592,42	0	592,42	0	0	0	592,42	0	592,42	0	592,4
40	100	99,8	0	99,8	0	0	0	99,8	0	99,8	0	99,8

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
30	167	166,84	0	166,84	0	0	0	166,84	0	166,84	0	166,8
<b>Итого</b>	<b>1309</b>	<b>1309</b>	<b>0</b>	<b>1309</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1309</b>	<b>0</b>	<b>1309</b>	<b>0</b>	<b>1308,7</b>
<b>Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а</b>												
150	362	362	0	362	0	0	0	362	0	362	0	362,0
125	40	30	10	40	0	0	0	40	0	40	0	30,0
100	433	311	122	433	0	0	0	433	0	252	181	311,0
80	27	22	5	27	0	0	0	22	5	22	5	22,0
70	181	181	0	181	0	0	0	181	0	0	181	181,0
50	27	22	5	27	0	0	0	22	5	22	5	22,0
<b>Итого</b>	<b>1070</b>	<b>928</b>	<b>142</b>	<b>1070</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1060</b>	<b>10</b>	<b>698</b>	<b>372</b>	<b>928,0</b>
<b>Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1</b>												
100	36	0	36	36	0	0	0	36	0	36	0	0,0
80	280	280	0	280	0	0	0	280	0	280	0	280,0
70	70	70	0	70	0	0	0	70	0	70	0	70,0
50	505	0	505	18	487	0	0	18	487	160	345	0,0
40	127	0	127	18	109	0	0	18	109	0	127	0,0
<b>Итого</b>	<b>1018</b>	<b>350</b>	<b>668</b>	<b>422</b>	<b>596</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>422</b>	<b>596</b>	<b>546</b>	<b>472</b>	<b>350,0</b>
<b>Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а</b>												
125	356	328	28	356	0	0	0	356	0	356	0	328,0
80	654	376	278	654	0	0	0	654	0	654	0	376,0
70	28	0	28	28	0	0	0	28	0	0	28	0,0
50	540	174	366	540	0	0	0	540	0	218	322	174,0

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
<b>Итого</b>	<b>1578</b>	<b>878</b>	<b>700</b>	<b>1578</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1578</b>	<b>0</b>	<b>1228</b>	<b>350</b>	<b>878,0</b>
<b>Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)</b>												
125	340	292	48	292	48	0	0	292	48	340	0	292
100	497	473	24	473	24	0	0	473	24	327	170	473
80	170	146	24	146	24	0	0	146	24	0	170	146
70	116	0	116	116	0	0	0	116	0	116	0	0
50	934	435	499	850	84	0	0	850	84	677	257	435
40	70	28	42	28	42	0	0	28	42	0	70	28
30	70	28	42	28	42	0	0	28	42	0	70	28
25	40	40	0	40	0	0	0	40	0	40	0	40
<b>Итого</b>	<b>2237</b>	<b>1442</b>	<b>795</b>	<b>1973</b>	<b>264</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1973</b>	<b>264</b>	<b>1500</b>	<b>737</b>	<b>1442</b>
<b>Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"</b>												
300	768	768	0	768	0	0	0	768	0	768	0	768
250	150	150	0	150	0	0	0	150	0	150	0	150
200	220	220	0	220	0	0	0	220	0	220	0	220
125	500	500	0	500	0	0	0	500	0	500	0	500
100	1374	1374	0	1374	0	0	0	1374	0	1374	0	1374
80	548	306	242	306	242	0	0	306	242	388	160	306
70	42	0	42	0	42	0	0	0	42	42	0	0
50	802	760	42	760	42	0	0	760	42	494	308	760
40	356	356	0	356	0	0	0	356	0	144	212	356
<b>Итого</b>	<b>4760</b>	<b>4434</b>	<b>326</b>	<b>4434</b>	<b>326</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4434</b>	<b>326</b>	<b>4080</b>	<b>680</b>	<b>4434</b>

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995									м
<b>Котельная №50 ул. Соболева, д.113</b>												
100	276	0	276	276	0	0	0	276	0	225	51	0
80	20	0	20	20	0	0	0	20	0	0	20	0
70	68	0	68	68	0	0	0	68	0	68	0	0
50	516	0	516	516	0	0	0	516	0	427	89	0
40	69	0	69	69	0	0	0	69	0	0	69	0
30	51	0	51	51	0	0	0	51	0	0	51	0
25	140	0	140	140	0	0	0	140	0	0	140	0
<b>Итого</b>	<b>1140</b>	<b>0</b>	<b>1140</b>	<b>1140</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1140</b>	<b>0</b>	<b>720</b>	<b>420</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55</b>												
200	210	210	0	210	0	0	0	210	0	210	0	210
125	255	255	0	255	0	0	0	255	0	255	0	255
100	102	102	0	102	0	0	0	102	0	102	0	102
80	165	165	0	165	0	0	0	165	0	60	105	165
50	300	116	184	300	0	0	0	300	0	300	0	116
40	105	105	0	105	0	0	0	105	0	0	105	105
<b>Итого</b>	<b>1137</b>	<b>953</b>	<b>184</b>	<b>1137</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1137</b>	<b>0</b>	<b>927</b>	<b>210</b>	<b>953</b>
<b>Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)</b>												
125	63	0	63	0	0	63	0	0	63	63	0	0
80	31,5	0	31,5	0	0	31,5	0	0	31,5	0	31,5	0
50	31,5	0	31,5	0	0	31,5	0	0	31,5	0	31,5	0
<b>Итого</b>	<b>126</b>	<b>0</b>	<b>126</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>126</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>126</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>0</b>

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995									м
<b>Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1</b>												
150	226	0	226	84	142	0	0	84	142	226	0	0
100	630	0	630	488	142	0	0	488	142	262	368	0
80	444	0	444	444	0	0	0	444	0	278	166	0
70	180	0	180	56	124	0	0	56	124	118	62	0
50	74	0	74	74	0	0	0	74	0	46	28	0
40	28	0	28	28	0	0	0	28	0	0	28	0
<b>Итого</b>	<b>1582</b>	<b>0</b>	<b>1582</b>	<b>1174</b>	<b>408</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1174</b>	<b>408</b>	<b>930</b>	<b>652</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3</b>												
250	76	76	0	76	0	0	0	76	0	76	0	76
200	244	244	0	244	0	0	0	244	0	244	0	244
150	440	200	240	200	240	0	0	200	240	440	0	200
125	400	400	0	400	0	0	0	400	0	190	210	400
100	480	360	120	360	120	0	0	360	120	154	326	360
80	700	700	0	700	0	0	0	700	0	418	282	700
70	34	34	0	34	0	0	0	34	0	0	34	34
50	670	550	120	550	120	0	0	550	120	0	670	550
<b>Итого</b>	<b>3044</b>	<b>2564</b>	<b>480</b>	<b>2564</b>	<b>480</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2564</b>	<b>480</b>	<b>1522</b>	<b>1522</b>	<b>2564</b>
<b>Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б</b>												
200	26	0	26	26	0	0	0	26	0	26	0	0
150	211	0	211	211	0	0	0	211	0	198	13	0
125	111	0	111	99	12	0	0	99	12	12	99	0

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
100	65	0	65	59	6	0	0	59	6	46	19	0
80	122	0	122	99	23	0	0	99	23	0	122	0
70	6	0	6	0	6	0	0	0	6	0	6	0
50	23	0	23	0	23	0	0	0	23	0	23	0
<b>Итого</b>	<b>564</b>	<b>0</b>	<b>564</b>	<b>494</b>	<b>70</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>494</b>	<b>70</b>	<b>282</b>	<b>282</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №56, в районе гор. Коминтерна</b>												
150	708	0	708	708	0	0	0	708	0	708	0	0
125	254	0	254	254	0	0	0	254	0	254	0	0
100	710	0	710	710	0	0	0	710	0	260	450	0
80	446	0	446	446	0	0	0	446	0	332	114	0
70	702	0	702	702	0	0	0	702	0	702	0	0
50	1218	0	1218	1218	0	0	0	1218	0	756	462	0
<b>Итого</b>	<b>4038</b>	<b>0</b>	<b>4038</b>	<b>4038</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4038</b>	<b>0</b>	<b>3012</b>	<b>1026</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")</b>												
125	100	0	100	100	0	0	0	100	0	50	50	0
100	102	0	102	102	0	0	0	102	0	102	0	0
70	220	0	220	220	0	0	0	220	0	59	161	0
50	20	0	20	20	0	0	0	20	0	20	0	0
40	26	0	26	26	0	0	0	26	0	0	26	0
<b>Итого</b>	<b>468</b>	<b>0</b>	<b>468</b>	<b>468</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>468</b>	<b>0</b>	<b>231</b>	<b>237</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №67, по улице Нахимова 18 б</b>												
200	292	134	158	134	158	0	0	134	158	292	0	134



Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
150	24	24	0	0	24	0	0	24	0	24	0	24
125	592	223	369	193	399	0	0	223	369	344	248	223
100	883	552	331	537	346	0	0	552	331	724	159	552
80	1341	176	1165	94	1247	0	0	94	1247	1119	222	176
70	882,5	256	626,5	214	668,5	0	0	241	641,5	0	882,5	256
50	958,5	326	632,5	247	711,5	0	0	259	699,5	0	958,5	326
30	33	33	0	33	0	0	0	33	0	0	33	33
<b>Итого</b>	<b>5006</b>	<b>1724</b>	<b>3282</b>	<b>1452</b>	<b>3554</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1560</b>	<b>3446</b>	<b>2503</b>	<b>2503</b>	<b>1724</b>
<b>Котельная №68 ул. Кловская, д.27</b>												
80	108	0	108	0	108	0	0	0	108	108	0	0
50	108	0	108	0	108	0	0	0	108	0	108	0
<b>Итого</b>	<b>216</b>	<b>0</b>	<b>216</b>	<b>0</b>	<b>216</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>216</b>	<b>108</b>	<b>108</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12</b>												
80	42	0	42	0	0	42	0	0	42	42	0	0
<b>Итого</b>	<b>42</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	<b>42</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)</b>												
100	144	0	144	0	144	0	0	0	144	96	48	0
50	956	0	956	0	956	0	0	0	956	454	502	0
<b>Итого</b>	<b>1100</b>	<b>0</b>	<b>1100</b>	<b>0</b>	<b>1100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1100</b>	<b>550</b>	<b>550</b>	<b>0</b>
<b>Котельная ООО "Смохладосервис", ул. Октября, д.46</b>												
80	411	411	0	411	0	0	0	411	0	411	0	411
50	411	411	0	411	0	0	0	411	0	0	411	411

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
<b>Итого</b>	<b>822</b>	<b>822</b>	<b>0</b>	<b>822</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>822</b>	<b>0</b>	<b>411</b>	<b>411</b>	<b>822</b>
<b>Котельная №74, ул. Карбышева, д.9</b>												
200	276,2	0,0	276,2	276,2	0,0	0,0	0,0	276,2	0,0	276,2	0,0	0
150	710,2	0,0	710,2	710,2	0,0	0,0	0,0	710,2	0,0	710,2	0,0	0
125	414,4	80,0	334,4	414,4	0,0	0,0	0,0	414,4	0,0	250,0	164,4	80
100	815,0	370,0	445,0	815,0	0,0	0,0	0,0	815,0	0,0	290,0	525,0	370
80	355,0	0,0	355,0	355,0	0,0	0,0	0,0	355,0	0,0	0,0	355,0	0
70	365,0	365,0	0,0	365,0	0,0	0,0	0,0	365,0	0,0	240,0	125,0	365
50	1140,0	125,0	1015,0	1140,0	0,0	0,0	0,0	1140,0	0,0	543,0	597,0	125
40	560,0	560,0	0,0	560,0	0,0	0,0	0,0	560,0	0,0	400,0	160,0	560
30	556,5	174,5	382,0	556,5	0,0	0,0	0,0	556,5	0,0	0,0	556,5	174,54
<b>Итого</b>	<b>5192</b>	<b>1675</b>	<b>3518</b>	<b>5192</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5192</b>	<b>0</b>	<b>2709</b>	<b>2483</b>	<b>1674,54</b>
<b>Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6</b>												
300	838	0	838	0	838	0	0	0	838	838	0	0
250	804	32	772	32	772	0	0	32	772	804	0	32
200	460	0	460	0	460	0	0	0	460	460	0	0
150	1746	1120	626	1120	626	0	0	1120	626	1746	0	1120
100	2836	1804	1032	1580	1256	0	0	1580	1256	2030	806	1804
80	695	284	411	270	425	0	0	270	425	314	381	284
70	1817	1596	221	1477	340	0	0	1477	340	420	1397	1596
50	1917	1193	724	1074	843	0	0	1074	843	967	950	1193
40	90	90	0	90	0	0	0	90	0	47	43	90

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
30	118	118	0	118	0	0	0	118	0	66	52	118
25	23	23	0	23	0	0	0	23	0	0	23	23
<b>Итого</b>	<b>11344</b>	<b>6260</b>	<b>5084</b>	<b>5784</b>	<b>5560</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5784</b>	<b>5560</b>	<b>7692</b>	<b>3652</b>	<b>6260</b>
<b>Котельная ул. Кутузова д.15</b>												
70	62	0	62	0	62	0	0	0	62	62	0	0
50	66	0	66	0	66	0	0	0	66	0	66	0
<b>Итого</b>	<b>128</b>	<b>0</b>	<b>128</b>	<b>0</b>	<b>128</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>128</b>	<b>62</b>	<b>66</b>	<b>0</b>
<b>Центральные тепловые пункты (ЦТП) и тепловые пункты (ТП)</b>												
500	7154	572	6582	6178	752	224	0	6402	752	286	6868	572
400	2416	2022	394	2416	0	0	0	2022	394	394	2022	2022
300	13925	6439	7486	9195	1008	3590	132	11257	2668	2650	11275	6439
250	16899	7271	9628	9153	1816	5806	124	14081	2818	2026	14873	7271
200	40456	24140	16316	24375	3062	11716	1303	32136	8320	13250	27206	24140
150	39638	24004	15634	22512	2772	6927	7427	30345	9293	24310	15328	24004
125	42223	25468	16756	20730	4457	7712	9325	29398	12620	28876	13347	25468
100	77377	48877	28501	45645	5825	11055	14811	57836	19415	49333	28044	48877
80	71086	48130	22956	38401	5716	12183	14517	55526	15439	35035	36051	48130
70	62326	39839	22487	36825	3828	10467	10961	48587	13595	32738	29588	39839
60	1084	391	693	876	208	0	0	757	327	0	1084	391
50	75538	44976	30562	42644	8091	15342	9363	57432	17957	27184	48354	44976
40	11402	7969	3434	6631	1093	1691	1892	9259	2143	1650	9752	7969
30	6972,8	4060	2912,8	3997,5	503,3	1711	741	5898,5	1074,3	1441	5531,8	4060

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
25	186	166	20	186	0	0	0	186	0	8	178	166
<b>Итого</b>	<b>468683</b>	<b>284323</b>	<b>184361</b>	<b>269762</b>	<b>39132</b>	<b>88423</b>	<b>70595</b>	<b>361122</b>	<b>106816</b>	<b>219181</b>	<b>249502</b>	<b>284323</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>												
<b>БМК ул. Нарвская (в районе д.19)</b>												
250	244,6	0,0	244,6	244,6	0,0	0	0	244,6	0	244,6	0	0,0
80	122,3	0,0	122,3	122,3	0,0	0	0	122,3	0	0	122,3	0,0
50	122,3	0,0	122,3	122,3	0,0	0	0	122,3	0	0	122,3	0,0
<b>Итого</b>	<b>489</b>	<b>0</b>	<b>489</b>	<b>489</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>489</b>	<b>0</b>	<b>245</b>	<b>245</b>	<b>0,0</b>
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>												
<b>Котельная ООО "СмолАТП"</b>												
100	18,0	18,0	0	0	0,0	18	0	18,0	0	18	0	18,0
70	321,0	321,0	0	111	0,0	210	0	321,0	0	321	0	321,0
<b>Итого</b>	<b>339</b>	<b>339</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>0</b>	<b>228</b>	<b>0</b>	<b>339</b>	<b>0</b>	<b>339</b>	<b>0</b>	<b>339,0</b>
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>												
<b>Котельная ООО "Коммунальные системы"</b>												
250	460,0	0,0	460	460	0,0	0	0	0,0	460	460	0	0,0
150	264,0	0,0	264	0	0,0	264	0	0,0	264	264	0	0,0
125	119,0	0,0	119	119	0,0	0	0	0,0	119	119	0	0,0
100	380,4	0,0	380,4	380,4	0,0	0	0	0,0	380,4	380,4	0	0,0
80	300,3	0,0	300,3	300,3	0,0	0	0	0,0	300,3	53	247,3	0,0
50	247,3	0,0	247,3	247,3	0,0	0	0	0,0	247,3	0	247,3	0,0
<b>Итого</b>	<b>1771</b>	<b>0</b>	<b>1771</b>	<b>1507</b>	<b>0</b>	<b>264</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1771</b>	<b>1276</b>	<b>495</b>	<b>0,0</b>

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>												
<b>Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15</b>												
150	19,54	19,54	0,00	19,54	0,00	0,00	0,00	19,54	0,00	0,00	19,54	19,54
100	814,00	814,00	0,00	814,00	0,00	0,00	0,00	814,00	0,00	814,00	0,00	814,00
80	384,80	228,00	156,80	384,80	0,00	0,00	0,00	384,80	0,00	156,80	228,00	228,00
50	66,00	0,00	66,00	66,00	0,00	0,00	0,00	66,00	0,00	0,00	66,00	0,00
<b>Итого</b>	<b>1284,3</b>	<b>1061,54</b>	<b>222,80</b>	<b>1284,34</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1284,34</b>	<b>0,00</b>	<b>970,80</b>	<b>313,54</b>	<b>1061,5</b>
<b>Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а</b>												
150	132,0	0,00	132,00	132,00	0,00	0,00	0,00	0,00	132,00	132,00	0,00	0,00
100	132,0	0,00	132,00	132,00	0,00	0,00	0,00	0,00	132,00	0,00	132,00	0,00
<b>Итого</b>	<b>264,0</b>	<b>0,0</b>	<b>264,0</b>	<b>264,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>264,0</b>	<b>132,0</b>	<b>132,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ОГУЭПШ "Смоленсккомунэнерго"</b>												
<b>Котельная п. 430 км</b>												
125	79,0	79,02	0,00	79,02	0,00	0,00	0,00	79,02	0,00	79,02	0,00	79,02
100	383,4	0,00	383,36	383,36	0,00	0,00	0,00	383,36	0,00	367,72	15,64	0,00
80	535,5	0,00	535,52	535,52	0,00	0,00	0,00	535,52	0,00	535,52	0,00	0,00
70	146,1	146,06	0,00	146,06	0,00	0,00	0,00	146,06	0,00	146,06	0,00	146,06
50	1267,4	1267,40	0,00	1267,40	0,00	0,00	0,00	1267,40	0,00	308,64	958,76	1267,40
30	223,1	0,00	223,12	223,12	0,00	0,00	0,00	223,12	0,00	89,98	133,14	0,00
<b>Итого</b>	<b>2634,5</b>	<b>1492,5</b>	<b>1142,0</b>	<b>2634,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>2634,5</b>	<b>0,0</b>	<b>1526,9</b>	<b>1107,5</b>	<b>1492,5</b>
<b>Войсковая часть 7459</b>												
<b>Котельная в/ч 7459</b>												

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
100	239,0	0,00	239,00	239,00	0,00	0,00	0,00	0,00	239,00	239,00	0,00	0,00
80	107,9	0,00	107,90	107,90	0,00	0,00	0,00	0,00	107,90	0,00	107,90	0,00
50	107,9	0,00	107,90	107,90	0,00	0,00	0,00	0,00	107,90	0,00	107,90	0,00
<b>Итого</b>	<b>454,8</b>	<b>0,0</b>	<b>454,8</b>	<b>454,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>454,8</b>	<b>239,0</b>	<b>215,8</b>	<b>0,0</b>
<b>ООО "Строй Инвест"</b>												
<b>Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102</b>												
70	445	445	0	0	0	445	0	445	0	445	0	445
<b>Итого</b>	<b>445,0</b>	<b>445,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>445,0</b>	<b>0,0</b>	<b>445,0</b>	<b>0,0</b>	<b>445,0</b>	<b>0,0</b>	<b>445,0</b>
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>												
<b>БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)</b>												
250	26,4	0,0	26,4	0,0	26,4	0,0	0,0	0,0	26,4	0,0	26,4	0,0
150	79,4	0,0	79,4	0,0	79,4	0,0	0,0	0,0	79,4	0,0	79,4	0,0
<b>Итого</b>	<b>106</b>	<b>0</b>	<b>106</b>	<b>0</b>	<b>106</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>106</b>	<b>0</b>	<b>106</b>	<b>0,0</b>
<b>БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)</b>												
250	136,1	0,0	136,1	0,0	136,1	0,0	0,0	0,0	136,1	0,0	136,1	0,0
80	10,7	0,0	10,7	0,0	10,7	0,0	0,0	0,0	10,7	0,0	10,7	0,0
<b>Итого</b>	<b>147</b>	<b>0</b>	<b>147</b>	<b>0</b>	<b>147</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>147</b>	<b>0</b>	<b>147</b>	<b>0,0</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>												
<b>Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2</b>												
250	84	0	84	0	0	84	0	84	0	84	0	0
150	2855	2855	0	1490	0	1365	0	2855	0	2855	0	2855
125	872	724	148	649	0	223	0	872	0	400	472	724

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
100	1233	1219	14	554	0	679	0	1233	0	486	747	1219
80	1560	1418	142	873	0	687	0	1560	0	602	958	1418
50	1468	1286	182	857	0	611	0	1468	0	556	912	1286
30	44	44	0	38	0	6	0	44	0	28	16	44
25	199	199	0	195	0	4	0	199	0	4	195	199
<b>Итого</b>	<b>8315</b>	<b>7745</b>	<b>570</b>	<b>4656</b>	<b>0</b>	<b>3659</b>	<b>0</b>	<b>8315</b>	<b>0</b>	<b>5015</b>	<b>3300</b>	<b>7745,0</b>
<b>Котельная №83</b>												
150	11,7	0,0	11,7	11,7	0,0	0,0	0,0	11,7	0,0	0,0	11,7	0,0
100	1366,4	0,0	1366,4	1366,4	0,0	0,0	0,0	1366,4	0,0	1366,4	0,0	0,0
80	679,5	0,0	679,5	679,5	0,0	0,0	0,0	679,5	0,0	0,0	679,5	0,0
70	82,2	0,0	82,2	82,2	0,0	0,0	0,0	82,2	0,0	82,2	0,0	0,0
50	936,6	0,0	936,6	936,6	0,0	0,0	0,0	936,6	0,0	175,2	761,4	0,0
40	47,3	0,0	47,3	47,3	0,0	0,0	0,0	47,3	0,0	47,3	0,0	0,0
30	210,9	0,0	210,9	210,9	0,0	0,0	0,0	210,9	0,0	0,0	210,9	0,0
<b>Итого</b>	<b>3335</b>	<b>0</b>	<b>3335</b>	<b>3335</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3335</b>	<b>0</b>	<b>1671</b>	<b>1664</b>	<b>0,0</b>
<b>АО «Пирамида»</b>												
80	68	68		68				68		68		68
<b>Итого</b>	<b>68</b>	<b>68</b>		<b>68</b>				<b>68</b>		<b>68</b>		<b>68</b>
<b>ООО «Фабрика «Шарм»</b>												
80	174	154	20	174				174		154	20	154
50	446,6	312,6	134	446,6				446,6		134	312,6	312,6
30	150	134	16	150				150			150	134

Условный диаметр	Длина трубопроводов т/с в однострубнои исчислении	Год прокладки (перекладки) тепловых сетей		Способ прокладки тепловых сетей				Конструкция тепловой изоляции		Назначение		Протяженность ветхих участков
		до	после									
мм	м	1995	1995	КАН	БКН	НЗМ	подвальная	СТД	ПШУ	Зима	КГД	м
<b>Итого</b>	770,6	600,6	170	770,6				770,6		288	482,6	600,6
<b>МУП "Теплоснаб"</b>												
125	250,0	250,0	0	250	0,0	0	0	250,0	0	250	0	250,0
100	1498,9	1498,9	0	1138,9	360,0	0	0	1138,9	360	496,6	1002,3	1498,9
80	438,0	438,0	0	126	312,0	0	0	126,0	312	126	312	438,0
70	2917,5	2917,5	0	2728,9	120,0	68,6	0	2797,5	120	874,8	2042,7	2917,5
50	1367,4	1367,4	0	1298,8	0,0	68,6	0	1367,4	0	120	1247,4	1367,4
45	187,0	187,0	0	187	0,0	0	0	187,0	0	132	55	187,0
25	66,0	66,0	0	66	0,0	0	0	66,0	0	0	66	66,0
<b>Итого</b>	<b>6724,8</b>	<b>6724,8</b>	<b>0,0</b>	<b>5795,6</b>	<b>792,0</b>	<b>137,2</b>	<b>0,0</b>	<b>5932,8</b>	<b>792,0</b>	<b>1999,4</b>	<b>4725,4</b>	<b>6724,8</b>
<b>Всего</b>	<b>769246</b>	<b>465810</b>	<b>303537</b>	<b>463524</b>	<b>83498</b>	<b>150901</b>	<b>70595</b>	<b>605694</b>	<b>162027</b>	<b>304097</b>	<b>463514</b>	<b>465710</b>



### **1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей. Установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания.

Для обеспечения возможности оперативного переключения на тепловых сетях используется секционирующая и запорная арматура, устанавливаемая на ответвлениях от магистральных тепловых сетей к потребителям тепловой энергии. При этом используются стальные задвижки, шаровые клапаны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов. В качестве запорной арматуры на трубопроводах системы отопления в тепловых камерах установлена арматура диаметрами: 32, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 250 мм. Также установлены дренажная арматура диаметром – 25, 32, 40, 50, 80 мм и воздушники диаметром – 15, 20, 25 мм. Количество секционирующих устройств, для линейных частей магистрали, определены требованиями СНиП и особенностями топологии каждой системы.

В тепловых камерах установлены секционные задвижки. Регулирующая арматура на тепловых сетях (в виде стальных задвижек) установлена в теплофикационных колодцах. Регулировка осуществляется вручную.

Всего в зоне действия источников тепла, согласно предоставленным данным:

- за предприятием филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» числится 1905 задвижек со средним диаметром 165 мм;
- за предприятием МУП «Смоленсктеплосеть» числится регулирующая арматура в количестве 255 шт., в том числе 252 регулятора температуры и 3 регулятора давления, а также секционирующая арматура в количестве 14 шт.

### **1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов**

Конструкции тепловых сетей в зависимости от вида прокладки имеют тепловые камеры и надземные павильоны.

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке в сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном в подземном исполнении из сборных железобетонных конструкций, монолитными или кирпичными, в зависимости от располагаемого в них оборудования, от места расположения камеры (под дорогой или в зеленой зоне) и силовых нагрузок, которые несет строительная конструкция камеры. Размеры камеры от 2х2 до 3х3 в плане и глубиной не менее 2-х метров. Камеры оборудованы приемками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приемка. Перекрытие камер выполнено из железобетонных плит. В перекрытии оборудовано два или четыре люка. Крышки люков чугунные или железобетонные в зависимости от расположения камеры (железобетонные люки – газоны, чугунные люки – проезжая часть, тротуары).

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки шириной 0,6 м с ограждениями и лестницами.

Для удобства обслуживания крупногабаритной арматуры при надземной прокладке на тепловых сетях размещают павильоны из облегченных металлических конструкций. Здание камер-павильонов одноэтажное, стены кирпичные, общая площадь до 35 м<sup>2</sup>. Для обслуживания электрических задвижек предусмотрено электрооборудование и электроосвещение камер-павильонов. Вся пускорегулирующая аппаратура размещается в специальном щитовом помещении. Предусмотрено местное управление задвижками и возможность подключения любой системы телемеханики. Подъезды к павильонам теплосети запроектированы от существующих дорог.

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

В соответствии с п.5 ст.20 Федерального закона от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении» температурный график системы теплоснабжения утверждается схемой теплоснабжения.

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

Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, а также покрытия тепловой нагрузки горячего водоснабжения, в соответствии с требованиями СанПин 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения. Изменение к СанПиНу 2.1.4.1074-01». Температура в помещениях должна быть постоянной и находится на уровне не менее +20°С.

Тепловая нагрузка в течение отопительного сезона меняется. Поэтому для поддержания требуемого теплового режима тепловую нагрузку необходимо регулировать. Различают центральное (регулирование осуществляется на источнике теплоснабжения – котельная или ТЭЦ), групповое (регулирование отопления группы отапливаемых зданий осуществляется в центральном (ЦТП) или групповом (ГТП) тепловом пункте) и местное (регулирование осуществляется непосредственно у нагревательных приборов – индивидуальное (ИТП) или в местном (МТП) тепловом пункте) регулирование отпуска тепла.

В Российской Федерации в городских системах централизованного теплоснабжения принят качественный режим регулирования отпуска тепла, которое дополняется на вводах потребителей местным количественным регулированием. Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. Однако в большинстве случаев тепловая нагрузка неоднородна и поэтому, в этом случае центральное регулирование ведется по характерной отопительной нагрузке или совместной тепловой нагрузке отопления и ГВС для большинства потребителей. Во втором случае расход воды в тепловых сетях увеличивается незначительно по сравнению с регулированием по отопительной нагрузке или вообще не меняется.

В закрытых системах теплоснабжения качественный метод регулирования строится из предположения постоянного расхода воды в системах отопления в течение всего сезона, что стабилизирует гидравлический режим сети. Это является преимуществом качественного метода регулирования отпуска тепла.

Недостаток качественного метода регулирования состоит в том, что он не всегда удовлетворяет условиям всех потребителей, так как температурный расчет количества тепла строится по типовому абоненту.

В городе Смоленске для регулирования отпуска тепловой энергии от тепловых источников в тепловые сети используется качественное центральное регулирование по отопительно-вентиляционной нагрузке с расчетными параметрами теплоносителя, то есть при постоянном расходе теплоносителя изменяется его температура.

Традиционно системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутреннего расчетного графика обычно 95/70°C с элеваторным качественным регулированием температуры теплоносителя, поступающего в отопительные приборы. Этим как бы жестко фиксируется температура теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения, и на ее возможное снижение влияет лишь наличие в зданиях, закрытых или открытых систем ГВС. Поэтому, в практическом плане, стремление к снижению затрат на транспорт теплоносителя от источника к потребителю сводится к выбору оптимальной температуры нагрева теплоносителя на источнике.

Выбор оптимального температурного графика зависит от дальности транспорта теплоты, которая характеризуется удельными затратами электроэнергии на перекачку теплоносителя, и от величины тепловых потерь в сетях. Рост тепловых потерь в сетях приводит к снижению температурного графика, а увеличение расхода энергии на перекачку теплоносителя, при увеличении его расхода в сети либо дальности транспортировки, вызывает повышение температурного графика.

В зависимости от условий эксплуатации системы теплоснабжения производится срезка температурного графика отпуска тепла потребителям. При этом должен обеспечиваться стабильный гидравлический режим системы, не требующий переналадки сетей и абонентских узлов.

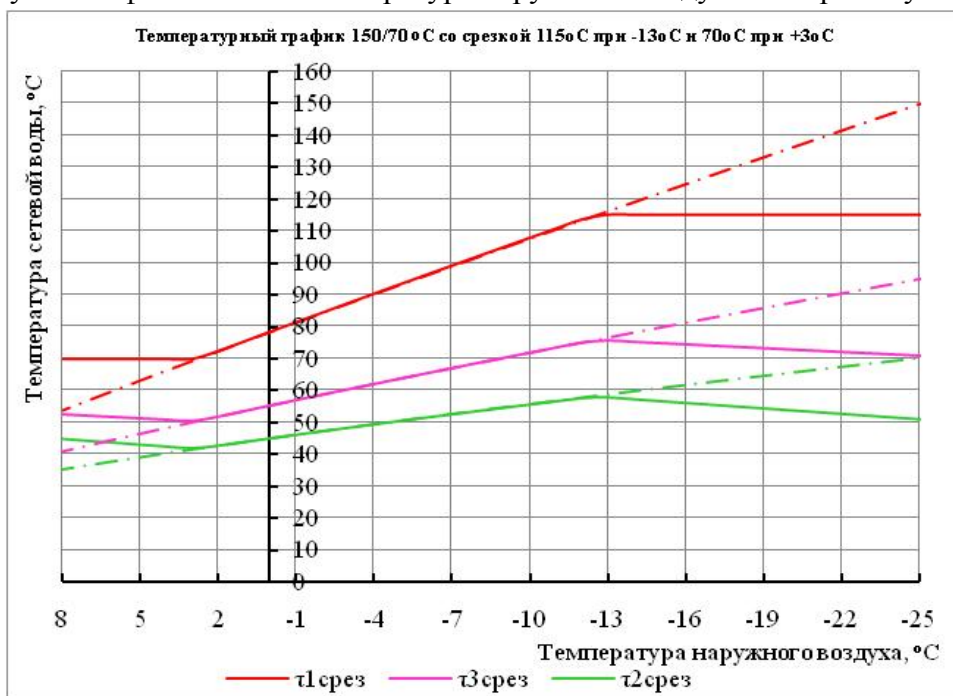
При теплоснабжении от источника тепла срезка температурного графика, в зоне положительных температур наружного воздуха в отопительный период, при наличии абонентских установок ГВС соответствует температуре прямой сетевой воды 63-65°C. В летний период эта температура должна быть 65-70°C для исключения недогрева воды в абонентских установках ГВС до 60°C, а также во избежание потерь теплоты со сливом и повышенного расхода водопроводной воды.

Расчет эксплуатационного температурного графика должен производиться для конкретных условий эксплуатации систем теплоснабжения перед предстоящим отопительным сезоном. Выбор графиков обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии, отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей и близким расположением абонентов тепловой сети.

Действующие температурные графики разработаны для города Смоленска в соответствии с местными климатическими условиями. На графиках отражена зависимость температуры прямой сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

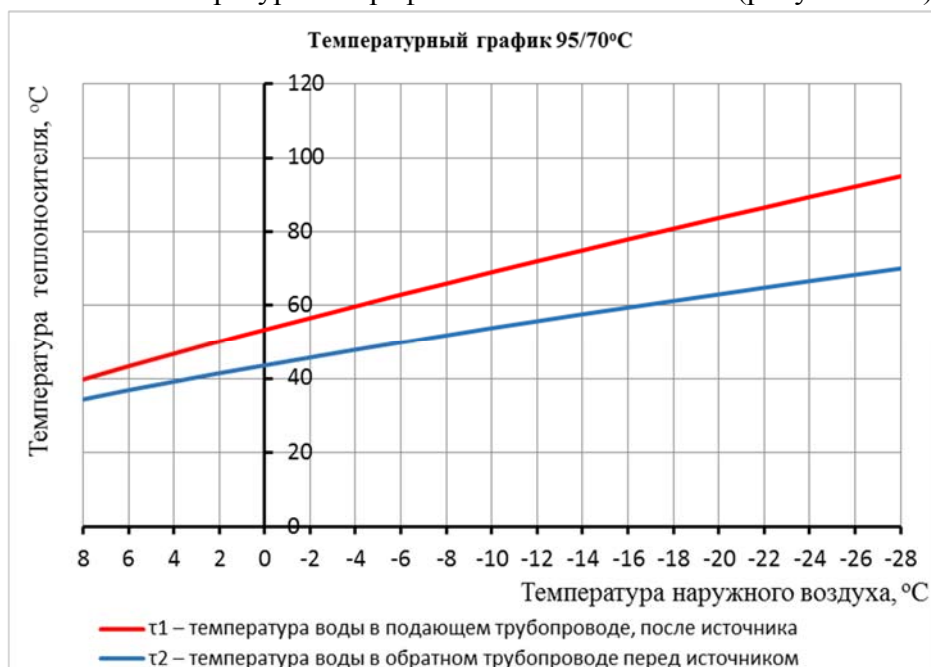
Центральное регулирование отпуска тепла на ПП «Смоленская ТЭЦ-2» и котельной котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2 осуществляется по эксплуатационному температурному графику качественно-количественного регулирования 150/70°C со срезкой на 115°C при -13°C и -70°C при +3°C, приведенный на рисунке 1.17. Срезка применяется для стабилизации температурных расширений. Выбор графика обусловлен присоединением систем отопления по зависимой схеме с элеваторным смешением. Температура теплоносителя задается по температурному графику, в зависимости от температуры наружного воздуха, два раза в сутки по

состоянию на 7-00 часов и 19-00 часов. В период резкого изменения температуры наружного воздуха ( $\pm 3^{\circ}\text{C}/\text{час}$  и более) корректировка суточного графика отпуска тепла производится в любое время суток по фактической температуре наружного воздуха и ветровому воздействию.



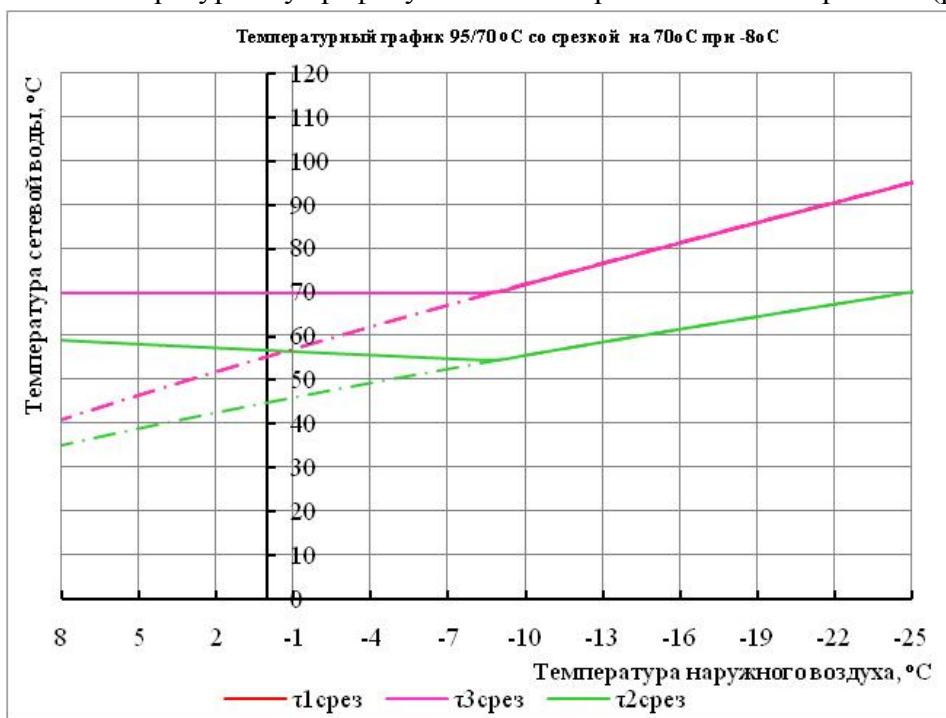
**Рисунок 1.17** – Температурный график 150/70°C со срезкой на -115°C при -13°C и – 70°C при +3°C ПП "Смоленская ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Для большинства котельных МУП "Смоленсктеплосеть": №№ 1, 2, 6, 7, 8, 12, 13, 16, 18, 19, 20, 23, 24, 25, 26, 28, 29, 32, 33, 35, 36, 37, 38, 40, 41, 44, 51, 53, 54, 55, 66, 67, 69, Хладосервис и ул. Кутузова, основным температурным графиком является 95/70°C (рисунок 1.18).



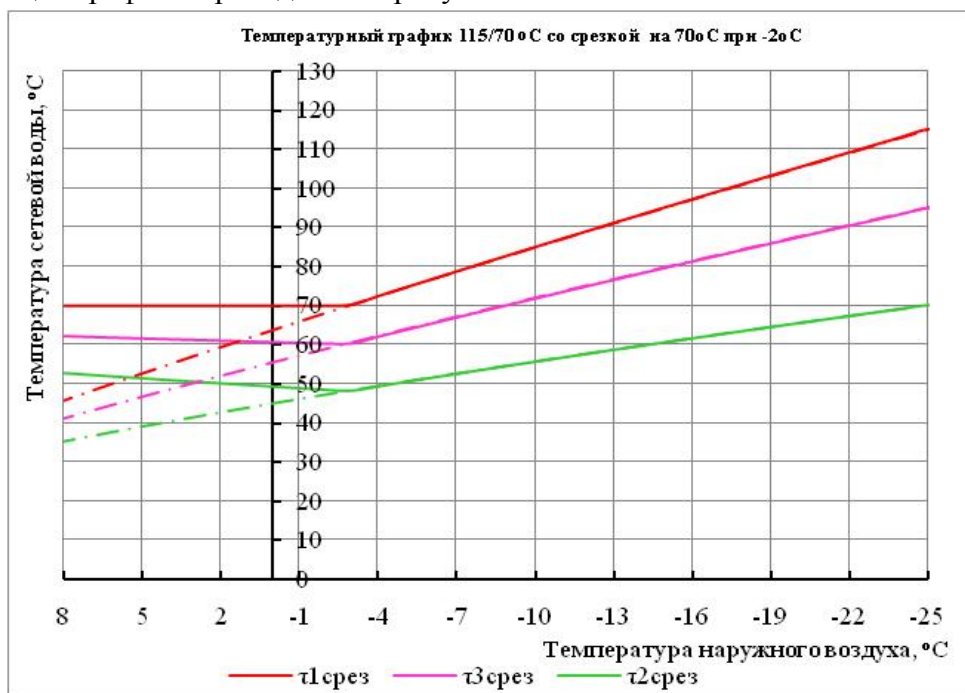
**Рисунок 1.18** – Температурный график 95/70 °C котельных МУП "Смоленсктеплосеть" №№ 1, 2, 6, 7, 8, 12, 13, 16, 18, 19, 20, 23, 24, 25, 28, 29, 32, 33, 35, 36, 37, 38, 40, 41, 44, 51, 53, 54, 55, 66, 67, 69, котельной Хладосервис, котельной ул. Кутузова

Центральное качественное-количественное регулирование отпуска тепла на котельных МУП "Смоленсктеплосеть": №№ 4, 14, 15, 27, 30, 31, 34, 39,42, 43, 46, 50, 52, 56, 68, 72, 74 осуществляется по температурному графику 95/70°С со срезкой на 70°С при -5°С (рисунок 1.19).

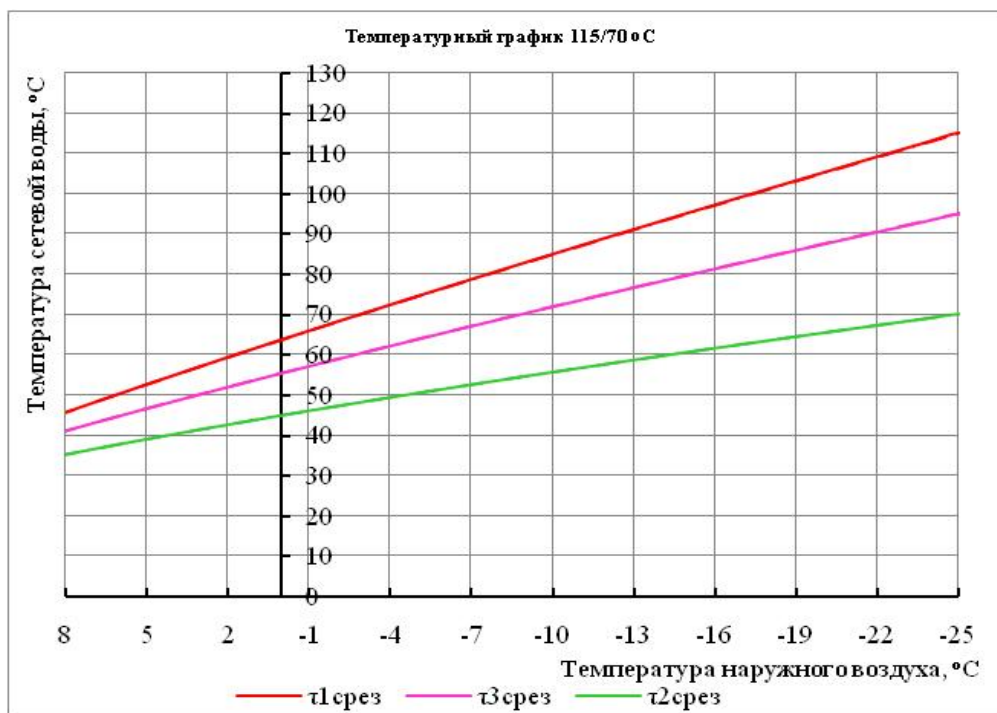


**Рисунок 1.19** – Температурный график 95/70°С со срезкой на 70°С при -5°С котельных МУП "Смоленсктеплосеть" №№ 4, 14, 15, 27, 30, 31, 34, 39,42, 43, 46, 50, 52, 56, 68, 72, 74

На котельной №73 МУП "Смоленсктеплосеть" отпуск тепла осуществляется по температурному графику 115/70°С со срезкой на 70°С при -2°С, а на котельной №21 – 115/70°С. Соответствующие графики приведены на рисунках 1.20 и 1.21.



**Рисунок 1.20** – Температурный график 115/70°С со срезкой на 70°С при -2°С котельной №73 МУП "Смоленсктеплосеть"



**Рисунок 1.21** – Температурный график 115/70°C котельной №21 МУП "Смоленсктеплосеть"

Для большинства источников тепла, прочих теплоснабжающих организаций: МУП "Теплоснаб", ООО «Оптимальная тепловая энергетика», ООО Смоленское автотранспортное предприятие", ОАО "РЖД", ОГУЭПП "Смоленскоблкоммунэнерго", Войсковая часть 7459, ООО "Городские инженерные сети", ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ и ООО «Фабрика «Шарм», основным температурным графиком является 95/70°C (см. рисунок 1.19).

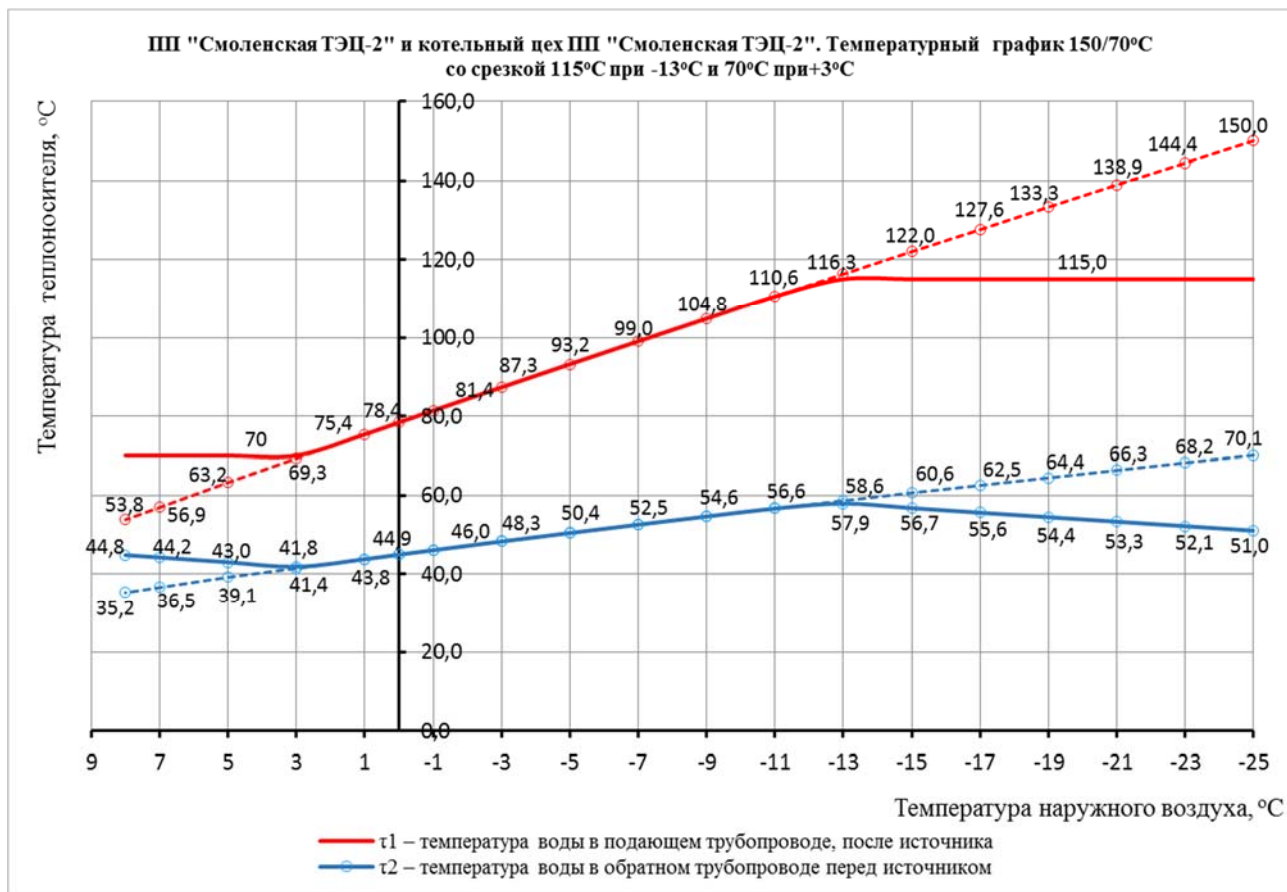
Котельная ООО "Коммунальные системы" осуществляет отпуск тепловой энергии по температурному графику 115/70°C со срезкой на 70°C при -2°C (см. рисунки 1.20). Котельные ООО "Строй Инвест" и АО «Пирамида» осуществляют отпуск тепловой энергии по температурному графику 115/70°C (см. рисунки 1.21).

Необходимость в изменении температурных графиков отпуска тепловой энергии на источниках теплоснабжения отсутствует.

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

Регулирование отпуска тепла, от ПП Смоленской ТЭЦ-2 и котельной цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2», ранее осуществлялось по температурному графику качественного регулирования 150/70°C, с точкой излома температурного графика 70°C. Устойчивый тренд снижения тепловых нагрузок привел к тому, что фактический график работы тепловых сетей ПП Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2», на текущий момент, выдерживается в диапазоне 115/70°C. Для стабилизации температурных расширений и обеспечения нужд горячего водоснабжения, параметры функционирования системы теплоснабжения, поддерживаются с точкой излома температурного графика на уровне 70°C, при температурах наружного воздуха от +3°C и выше. Фактический утвержденный эксплуатационный температурный график этих источников тепла приведен на рисунке 1.22.

После введения срезки температурного графика централизованного регулирования отпуска тепла была осуществлена последовательная переналадка всех систем теплопотребления, находящихся в зоне действия Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2».



**Рисунок 1.22** – Фактический температурный график ПП "Смоленская ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

Комплекс мер, включающий в себя мероприятия по переналадке систем теплоснабжения и мероприятия, связанные с изменением схемы распределения потоков, реализовывался в соответствии с требованиями подпункта 7 пункта 3 Статьи 23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении". По факту реализации указанных мероприятий системы теплоснабжения переведены на режим работы соответствующий эксплуатационному температурному графику количественно-качественного регулирования. При этом:

- точка излома температурного графика сохранена на прежнем уровне 70°C;
- значение точки срезки температурного графика, сниженное до значения 115°C, полностью соответствует возможности использования качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от +3°C до -13°C;
- введен диапазон количественного регулирования, при котором, в целях компенсации снижения температуры внутреннего воздуха в помещениях (при функционировании систем теплоснабжения в условиях низких температур в длительный период), необходимо увеличение расхода теплоносителя (диапазон количественно-качественного регулирования).

Анализ фактического температурного режима тепловых сетей осуществляется в результате сравнения фактических температур сетевой воды, полученных по показаниям приборов учета тепловой энергии, установленных на источниках, с нормативными значениями. Одним из главных показателей, характеризующих качество работы всей теплоэнергетической системы, является соответствие фактической температуры сетевой воды нормативному значению по температурному графику.

Согласно, пункту 9.2.1 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» и пункту 2.3.4. РД 153-34.0-20.507-98, отклонение среднесуточной температуры сетевой воды, поступившей в системы отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения,



должно быть в пределах  $\pm 3\%$  от установленного температурного графика, а фактическая среднесуточная температура обратной сетевой воды из тепловой сети не должна превышать заданную температурным графиком температуру более чем на 5%.

Данные по фактическим температурным режимам отпуска тепла в тепловые сети представлены только по зонам теплоснабжения ПАО "Квадра" (ПП Смоленская ТЭЦ 2 и котельному цеху ПП "Смоленской ТЭЦ 2"), и не представлены другими теплоснабжающими организациями, в виду низкой степени оснащённости коммерческими узлами учета.

Однако с большой долей вероятности можно утверждать, что в целом в системах теплоснабжения города Смоленска, на протяжении всего отопительного сезона, фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии в сеть для котельных не соответствуют утверждённым графикам регулирования. Имеются отклонения до 20 %. Это может, объясняться в первую очередь, несоответствием прогноза погодных условий фактическим температурам наружного воздуха. Имеет место быть как занижение температуры прямой и обратной сетевой воды, так и их завышение относительно утвержденного графика. Превышение температуры в обратном трубопроводе относительно утвержденного графика может свидетельствовать о разбалансированности местных систем отопления, недостаточном теплосъеме в системах отопления потребителей, неудовлетворительной работе регуляторов горячего водоснабжения и возможном несоответствии расчетной и фактической присоединенной тепловой нагрузке системы отопления.

Повышенная температура обратной сетевой воды приводит к снижению эффективности работы источников тепла и перерасходу топлива.

Кроме того, разрегулировка системы помимо того, что приводит к перерасходу теплоносителя и перегреву обратной сетевой воды, также к недоотпуску тепла потребителями в местах, удаленных от источника тепловой энергии, и в домах в которых отсутствует автоматическое регулирование.

#### **Выводы:**

1. Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии в сеть для источников тепла не соответствуют утверждённым графикам регулирования. При этом по зоне эксплуатационной ответственности ПАО "Квадра", указанный фактор не является технологическим нарушением и в первую очередь связан с длительной задержкой проведения актуализации схемы теплоснабжения, реализуемой при использовании средств электронного моделирования как наладочных, так и поверочных режимов.

2. Имеет место быть как превышение, так и занижение температуры прямой и обратной сетевой воды.

3. Имеет место, как избыточный отпуск тепла (в большую часть отопительного периода, когда функционирование систем теплоснабжения обеспечивается при использовании температурного графика в диапазоне до точки его излома), так и недоотпуск тепла (с продолжительностью, не превышающей 240 – 360 часов в год, когда температура наружного воздуха снижается до минус 17°C и ниже).

4. Существующая система теплоснабжения котельных, скорее всего разрегулирована и требуется проведение ее наладки, но при этом качество такой наладки может быть достигнуто только после установки средств коммерческих измерений, регистрирующих все отклонения основных параметров (расхода, температуры подаваемых и возвращаемых из систем теплоснабжения теплоносителей).

5. Системы отопления работают недостаточно эффективно. Исходя из оценки параметров возвращаемых теплоносителей (в точках где ведется их почасовая регистрация) – системы



отопления в большую часть времени работают крайне неэффективно, и с большей долей вероятности значительные объемы произведенной тепловой энергии, в соответствии с требованиями пунктов 128÷130 "Правил коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя" утвержденных Постановлением Правительства РФ от 18.11.2013 №1034 – имеют коммерческий характер и относятся на потери теплоснабжающих и теплосетевых организаций"

### **1.3.8 Гидравлические режимы работы сетей и пьезометрические графики.**

При проведении работы, были воспроизведены характеристики режимов эксплуатации тепловых сетей. В расчетную основу были заложены исходные величины элементов сети теплоснабжения. Это диаметры и длины теплопроводов, расчетные тепловые нагрузки присоединенных абонентов. Вместе с тем были использованы технические характеристики режима эксплуатации на источниках теплоснабжения.

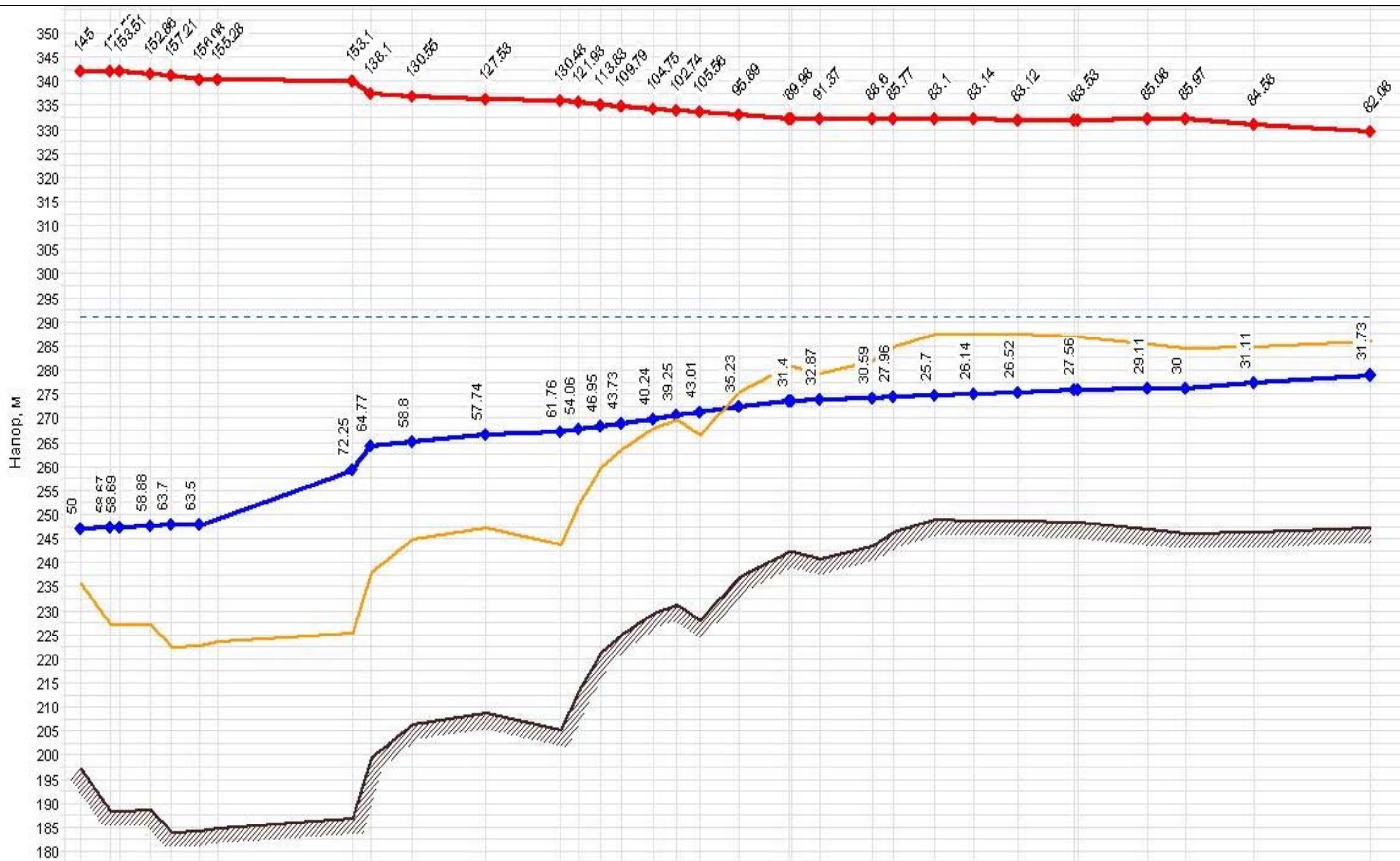
Результатом гидравлического расчета является определение расходов теплоносителя на данном участке, соответствующих известным диаметрам труб и выбранным значениям перепадов давления, отнесенным к одному метру длины трубы. Такие расчеты необходимы при рассмотрении аварийных режимов работы тепловых сетей, а также при разработке проектов их расширения и реконструкции.

При изучении режима давлений используют пьезометрические графики, на которых наносят рельеф местности по разрезам вдоль тепловых трасс, указывают высоту присоединяемых зданий, напор в подающих и обратных линиях теплопроводов. Расчеты для проверки гидравлических режимов работы тепловых сетей проведены с использованием электронной модели, разработанной с использованием геоинформационного комплекса Zulu и программно-расчетного комплекса ZuluThermo версии 8.0.

Гидравлических расчет тепловых сетей Смоленской ТЭЦ-2 показал, что при существующих теплогидравлических режимах располагаемых перепадов даже у самых удаленных потребителей достаточно для обеспечения их качественного теплоснабжения. На рисунках 1.23 и 1.25 приводится пьезометрический график для участков тепловых сетей от Смоленской ТЭЦ-2 до наиболее удаленных потребителей. Путь пьезометрических графиков для этих участков показан на рисунках 1.24 и 1.26, соответственно.

Для котельной ПП "Смоленская ТЭЦ-2" пьезометрический график участка тепловой сети, приводится на рисунке 1.27. Путь пьезометрического графика для этого участка показан на рисунке 1.28. Проведенные расчеты показывает, что существующей пропускной способности тепловых сетей Смоленской ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» достаточно для обеспечения качественного теплоснабжения существующих потребителей при эксплуатационном температурном графике 115/70°C.

Муниципальные котельные осуществляют теплоснабжение только близлежащих потребителей. Как показал анализ расчетов, диаметры существующей сети обеспечивают пропускную способность теплоносителя при существующей нагрузке. В качестве примера на рисунках 1.29, 1.31 и 1.33 приводятся пьезометрические графики для участков тепловых сетей котельных №14 п. Геденоновка, №1 ул. Н. Неман МУП «Смоленсктеплосеть» и котельной БМК ул. Нарвская ООО «Оптимальная тепловая энергетика». Путь пьезометрических графиков для этих источников тепла показан на рисунках 1.30, 1.32 и 1.34, соответственно.





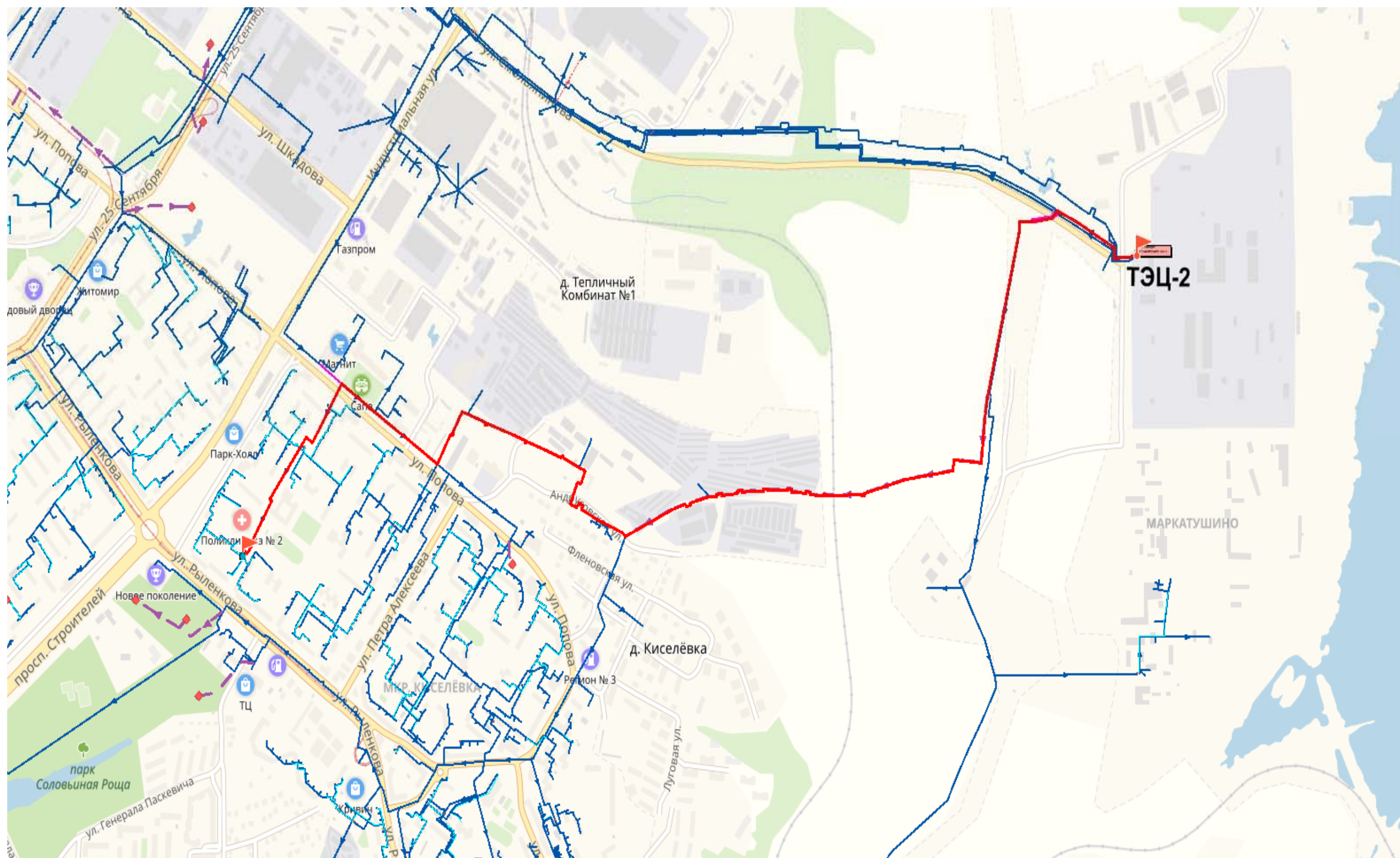


Рисунок 1.24 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от Смоленской ТЭЦ-2 до ЦТП-45



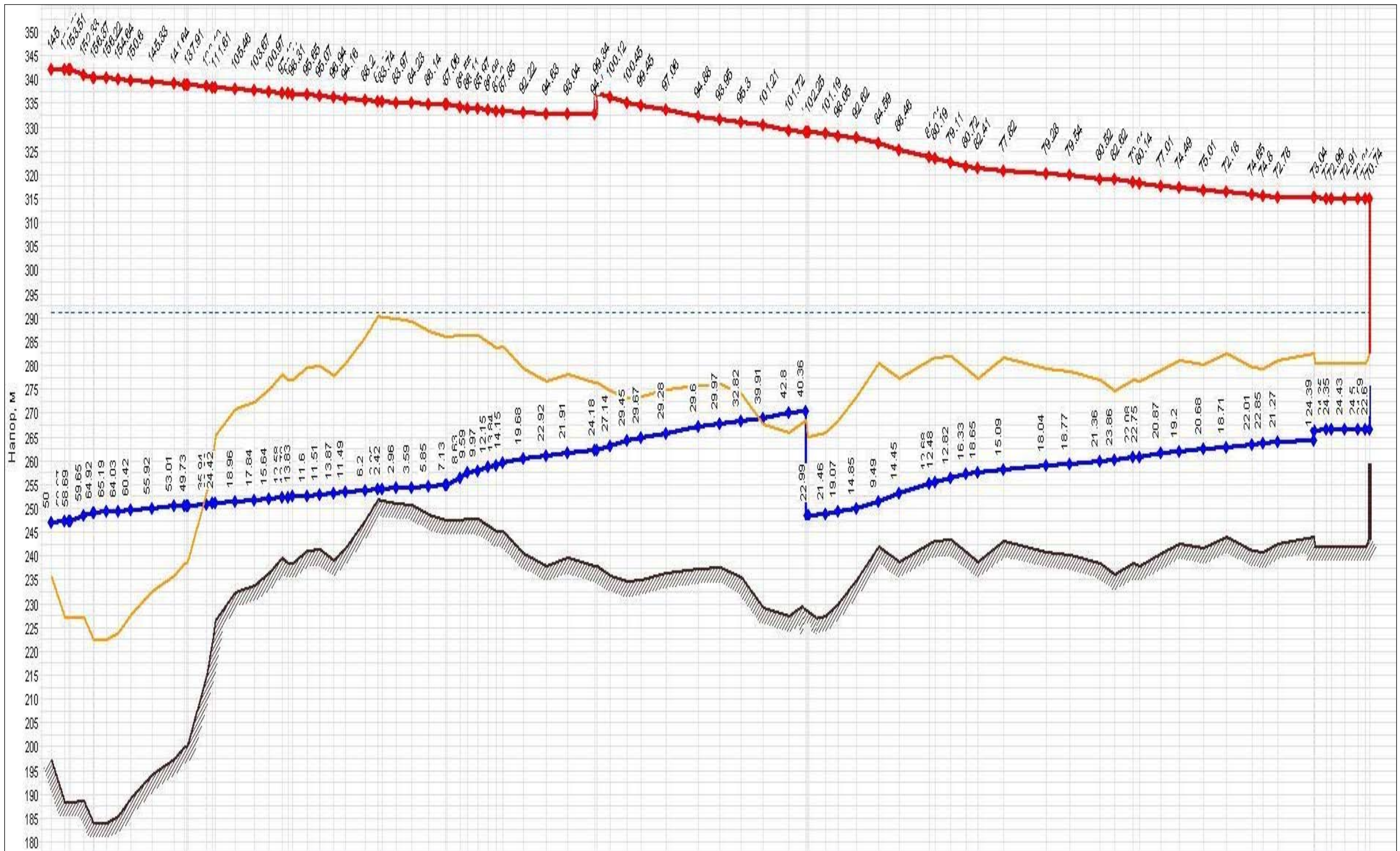


Рисунок 1.25 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от Смоленской ТЭЦ-2 до ЦТП-75



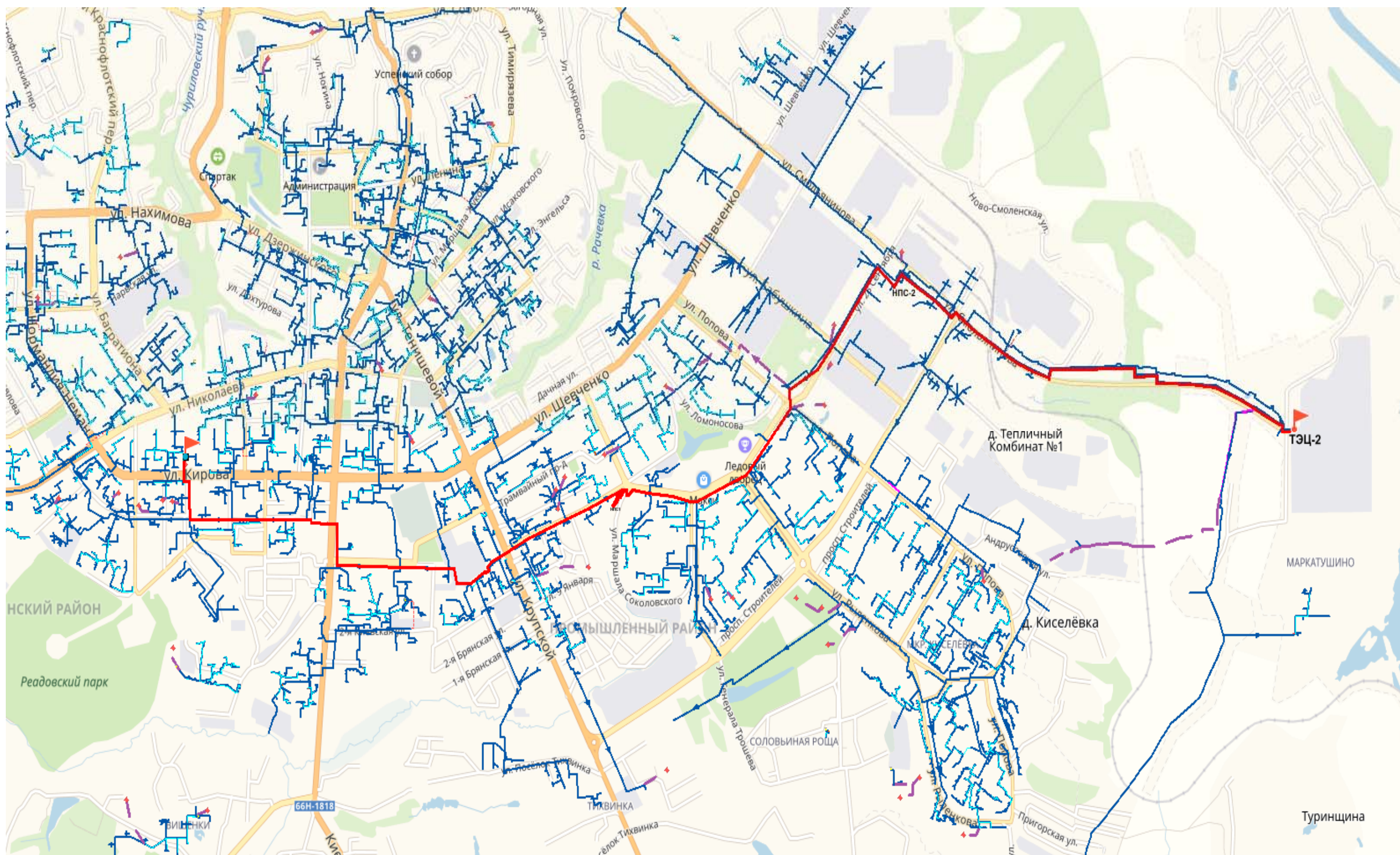
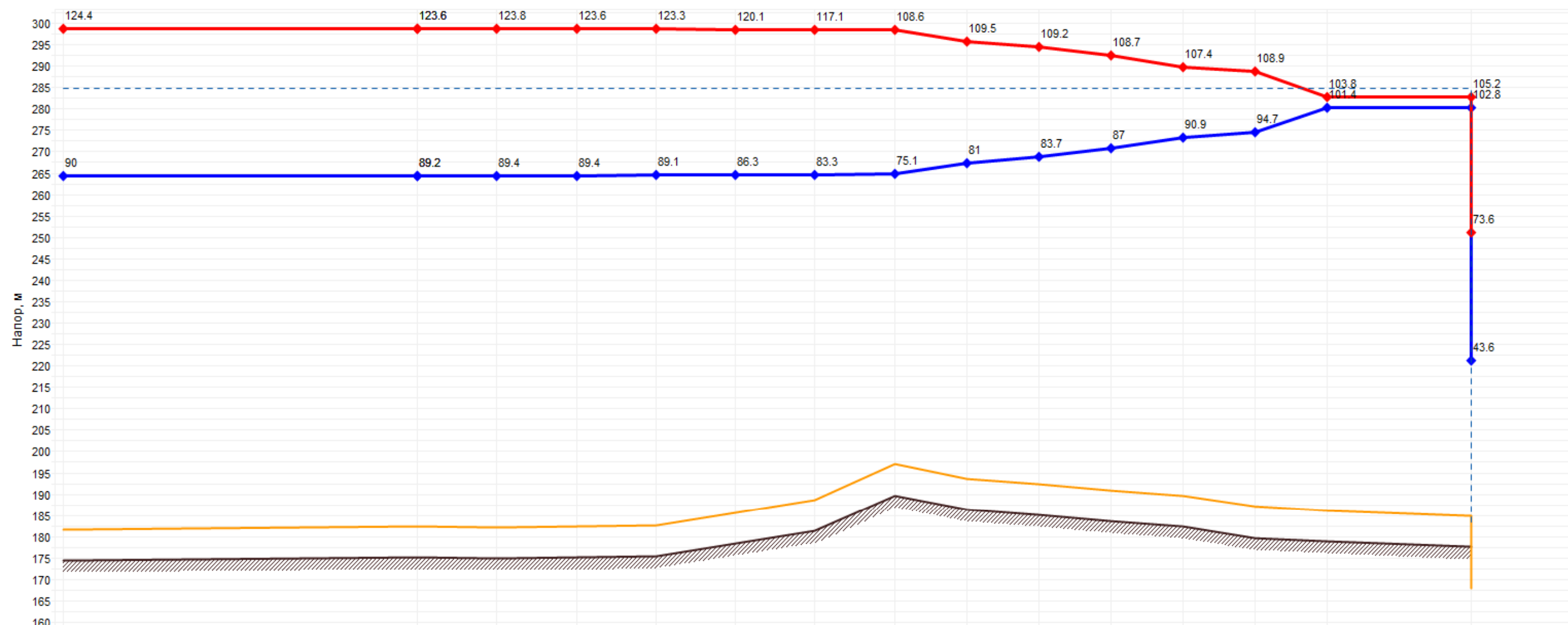


Рисунок 1.26 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от Смоленской ТЭЦ-2 до ЦТП-75





Наименование узла	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2. ул.Кашена 10а					1но3	1к0	1к5	тк-3а	тк-3	тк-2	тк-1	тк-1 а	Витебское шоссе, 32	ЦТП ОАО «РЖД»
Геодезическая высота, м	174.3	175.11	174.91	174.99	175.31	178.32	181.3	189.64	186.23	185.04	183.61	182.33	179.67	178.9	177.51
Полный напор в обр. тр-де, м	264.3	264.3	264.3	264.4	264.4	264.6	264.6	264.7	267.2	268.7	270.6	273.2	274.4	280.3	280.3
Располагаемый напор, м	34.4	34.379	34.366	34.248	34.176	33.856	33.758	33.563	28.505	25.564	21.698	16.526	14.199	2.49	2.46
Длина участка, м	11.2	7.1	64.8	39.2	174.5	64.3	98.8	153.4	22.8	28	37.6	65.2	289.3	36.8	
Диаметр участка, м	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.2	0.15	0.2	0.2	0.25	0.25	0.15	
Потери напора в под. тр-де, м	0.01	0.007	0.06	0.036	0.161	0.049	0.098	2.529	1.47	1.933	2.586	1.163	5.854	0.014	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.01	0.006	0.059	0.036	0.159	0.049	0.097	2.529	1.47	1.933	2.586	1.163	5.854	0.014	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.776	0.776	0.776	0.776	0.776	0.769	0.621	1.372	2.426	3.003	3	1.911	1.903	0.17	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.77	-0.77	-0.77	-0.77	-0.77	-0.768	-0.62	-1.372	-2.426	-3.003	-3	-1.911	-1.903	-0.17	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.923	0.923	0.923	0.923	0.923	0.768	0.503	13.738	61.474	65.678	65.548	17.002	16.866	0.313	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.909	0.909	0.909	0.909	0.909	0.765	0.501	13.738	61.474	65.678	65.548	17.002	16.866	0.313	
Расход в под. тр-де, т/ч	1048.76	1048.76	1048.76	1048.76	1048.76	1039.1	838.95	151.24	150.5	331.12	330.79	329.25	327.92	10.57	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-1040.62	-1040.62	-1040.62	-1040.62	-1040.62	-1036.95	-837.8	-151.24	-150.5	-331.12	-330.79	-329.25	-327.92	-10.57	

Рисунок 1.27 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2" до ЦТП-НГЧ

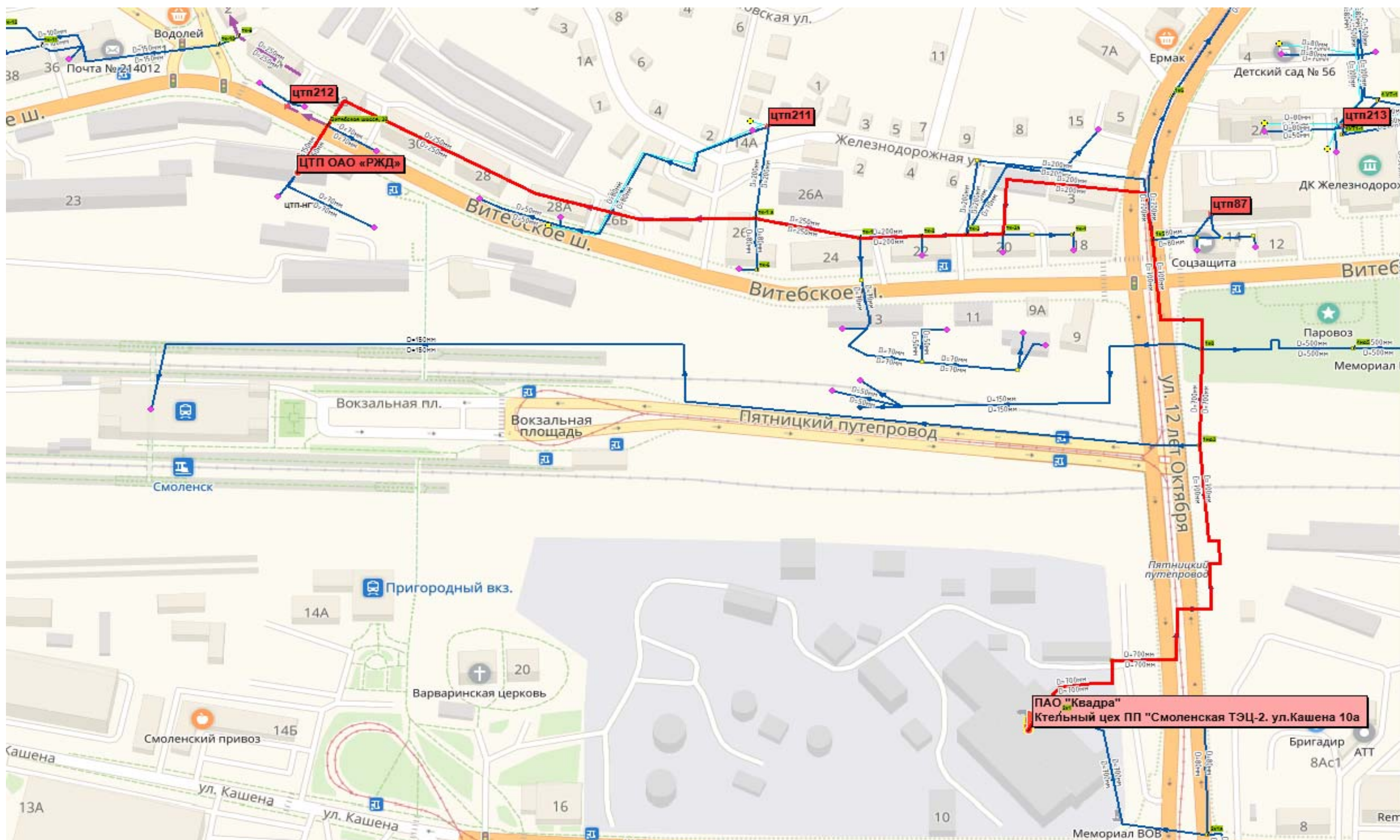


Рисунок 1.28 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельного цеха ПП "Смоленская ТЭЦ-2" - ЦТП-НГЧ



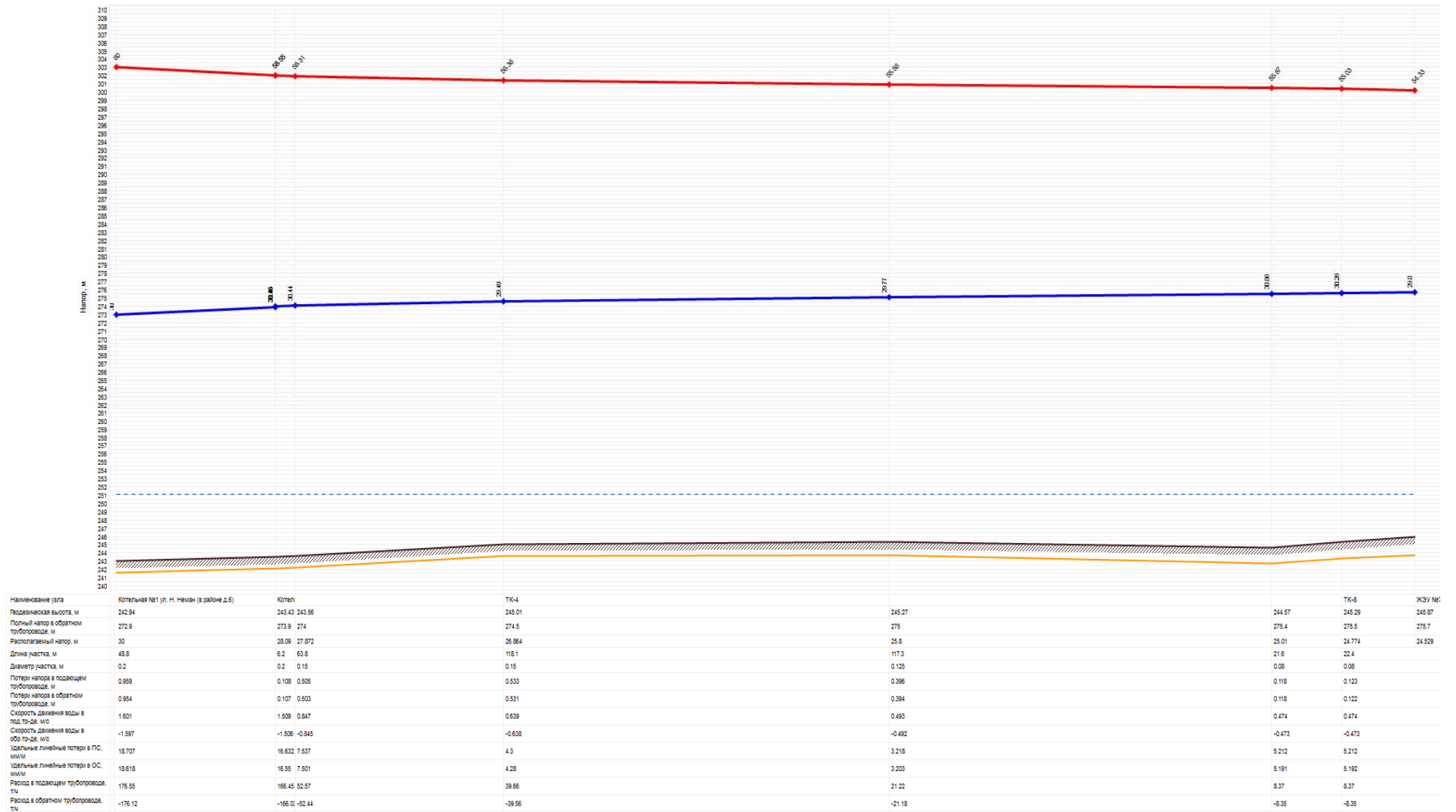
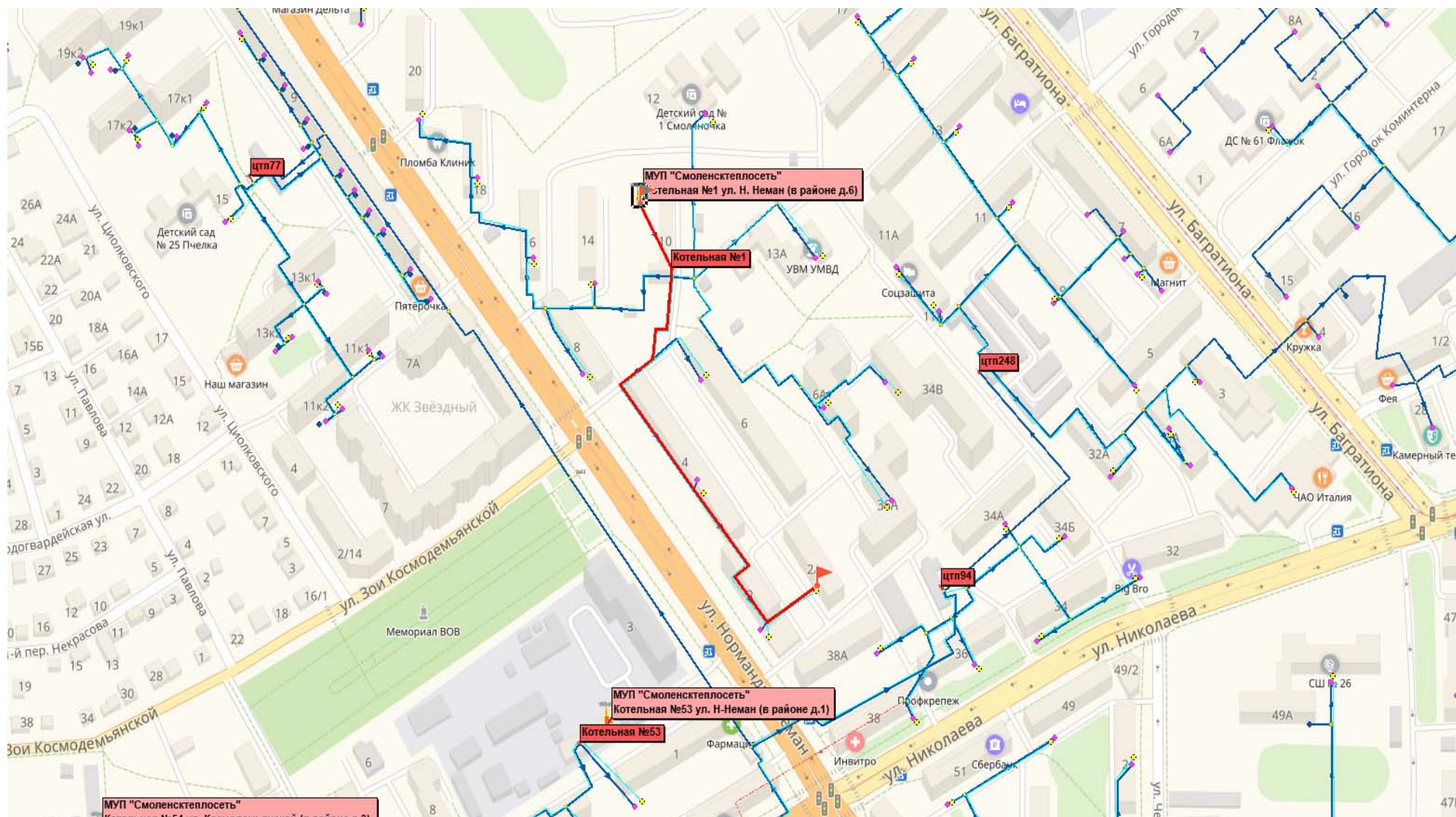
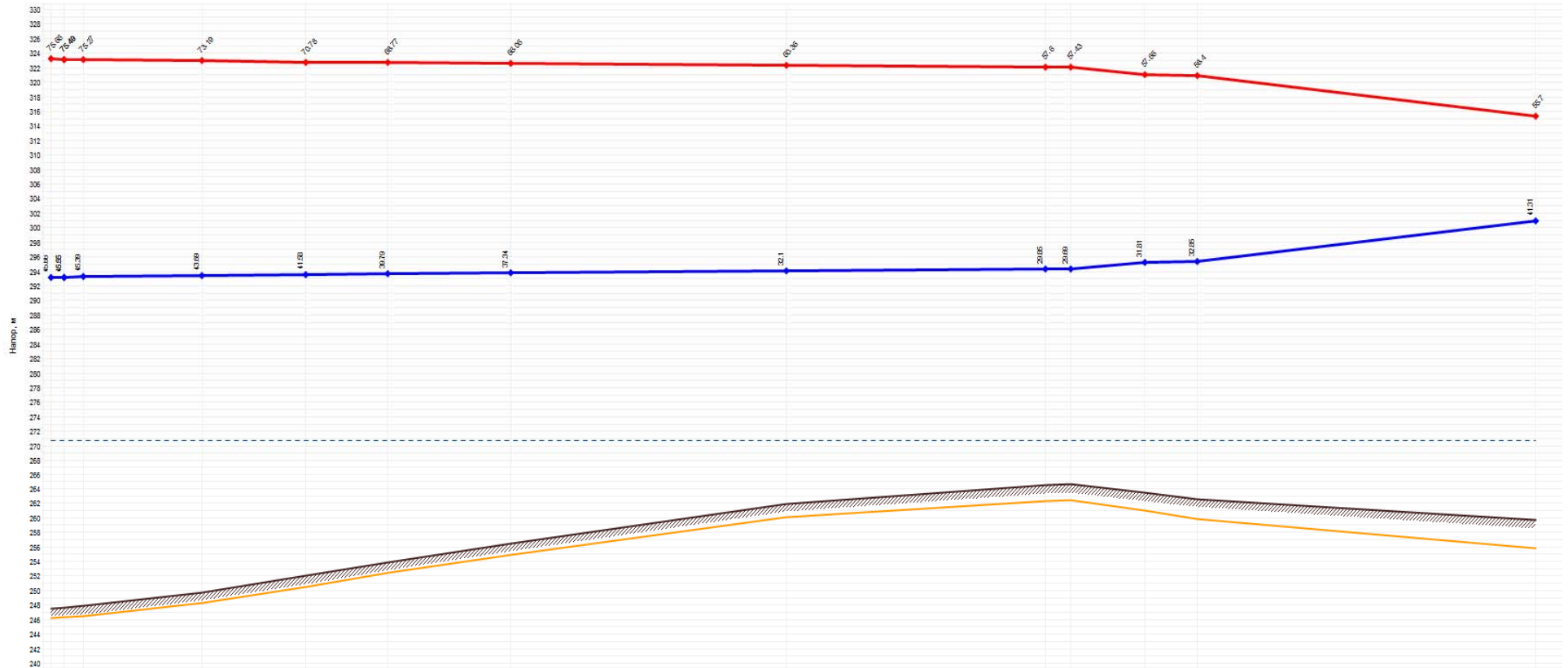


Рисунок 1.29 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №1 ул. Н. Неман МУП «Смоленсктеплосеть»



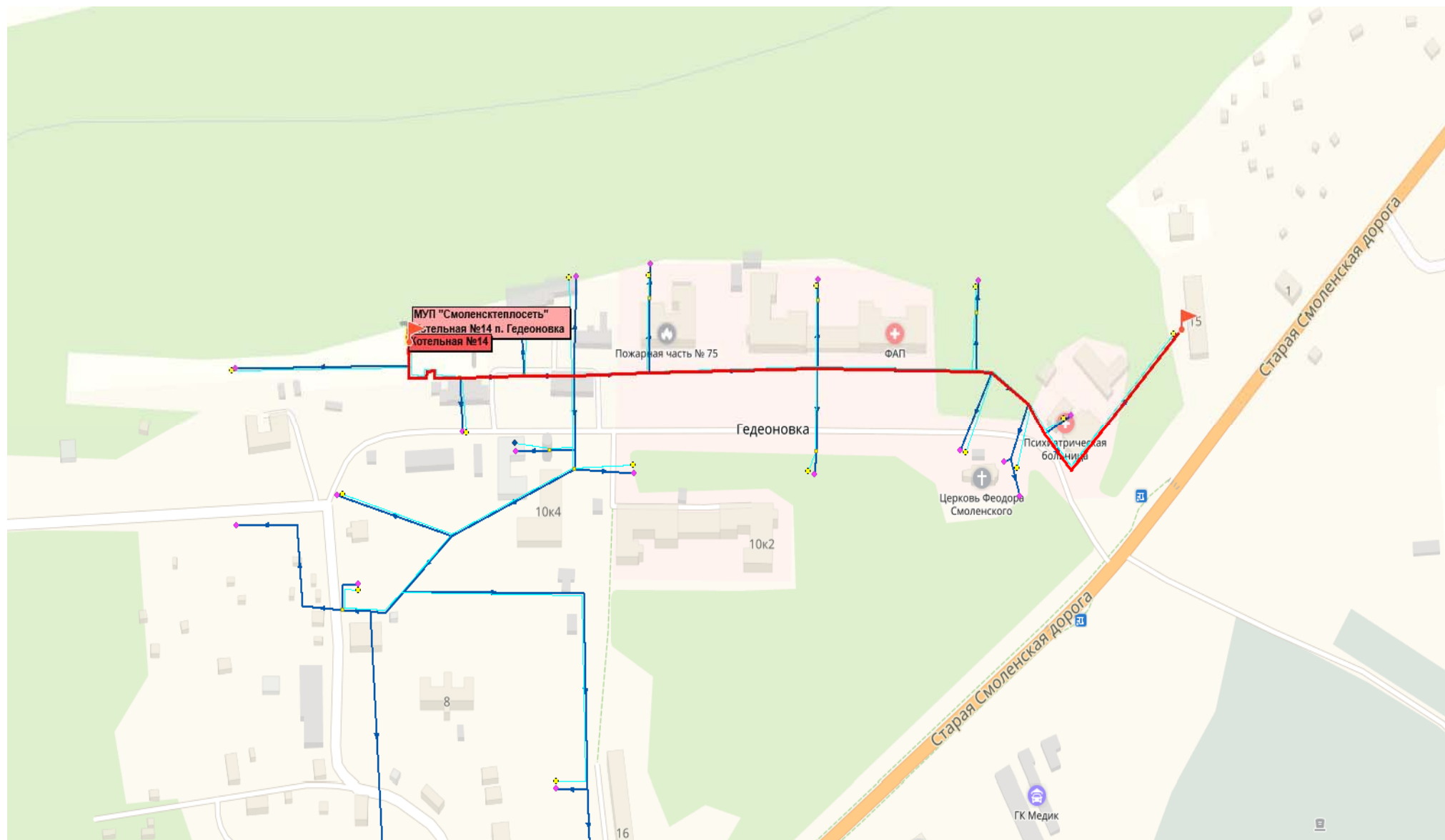


**Рисунок 1.30** – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №1 ул. Н. Неман МУП «Смоленсктеплосеть»



Наименование участка	Котл Котлы	тк1	тк2											
Геодетическая высота, м	247 247.6 247.6	249.69	251.95	253.85	256.43		261.9	264.4 264.57	263.39	262.5				259.61
Полный напор в обратном трубопроводе, м	293 293.2 293.2	293.4	293.5	293.6	293.8	294	294.2 294.3	295.2	295.4	300.9				
Располагаемый напор, м	30 29.95 29.884	29.504	29.199	28.972	28.717	28.259	27.755 27.74	25.849	25.546	14.397				
Длина участка, м	6.3 8.9 54.2	48	37.7	86.4	126.6	119.2	11.5 34.2	24	120					
Диаметр участка, м	0.2 0.2 0.2	0.2	0.2	0.15	0.15	0.125	0.125 0.05	0.05	0.032					
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.02 0.033 0.191	0.153	0.114	0.128	0.23	0.253	0.008 0.947	0.152	5.554					
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.02 0.033 0.19	0.152	0.113	0.127	0.229	0.251	0.008 0.943	0.151	5.555					
Скорость движения воды в под-тр-де, м/с	0.71 0.692 0.676	0.643	0.625	0.453	0.404	0.39	0.216 0.798	0.38	0.782					
Скорость движения воды в обр-тр-де, м/с	-0.7 -0.688 -0.674	-0.641	-0.623	-0.451	-0.403	-0.389	-0.215 -0.796	-0.379	-0.781					
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	3.82 3.51 3.356	3.034	2.865	2.164	1.728	2.016	0.627 26.382	6.036	44.32					
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.82 3.487 3.334	3.014	2.847	2.151	1.719	2.008	0.625 26.276	6.014	44.163					
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	79.4 76.27 74.56	70.88	68.88	28.07	25.07	16.78	9.3 5.5	2.62	2.21					
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-79 -76.02 -74.32	-70.65	-68.66	-27.99	-25	-16.74	-9.28 -5.49	-2.61	-2.2					

Рисунок 1.31 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №14 п. Геденоновка МУП «Смоленсктеплосеть»



**Рисунок 1.32** – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №14 п. Гедеоновка МУП «Смоленсктеплосеть»

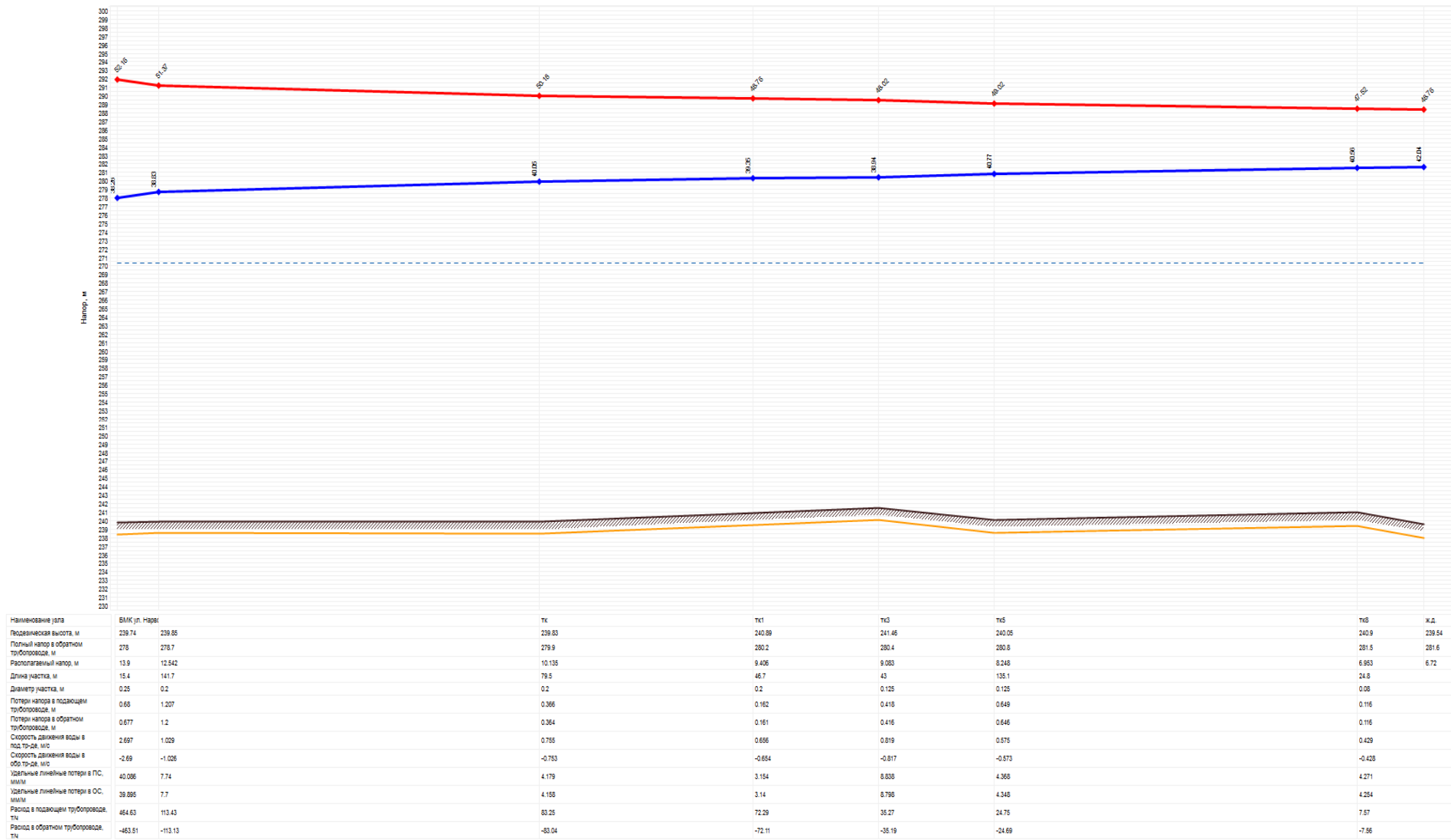
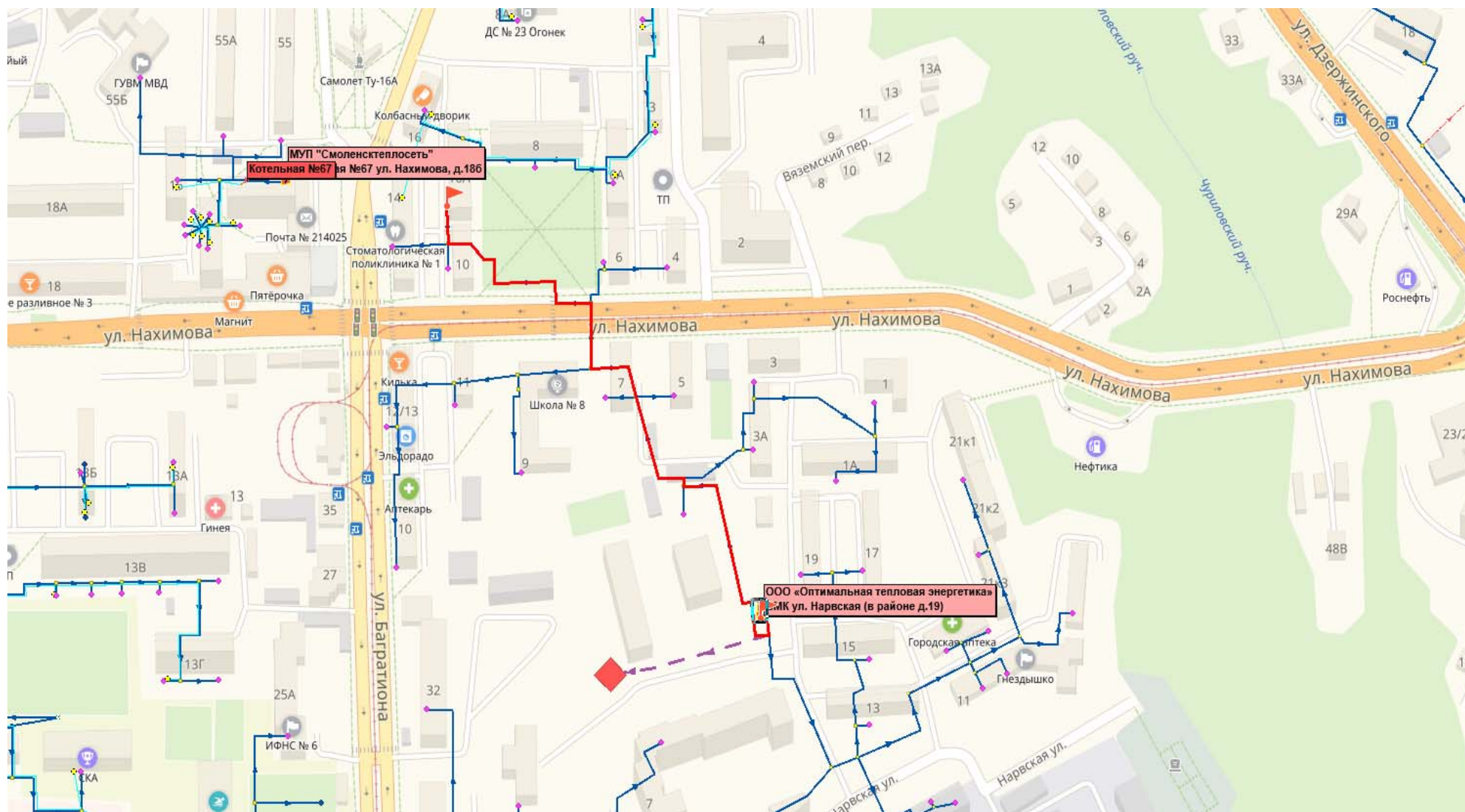


Рисунок 1.33 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной БМК ул. Нарвская ООО «Оптимальная тепловая энергетика»





**Рисунок 1.34** – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной БМК ул. Нарвская ООО «Оптимальная тепловая энергетика»

### 1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей

Предоставленная информация о статистике аварийных ситуаций, произошедших за 2017÷2019 годы на тепловых сетях, эксплуатируемых ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» и МУП «Смоленсктеплосеть», приведена в таблице 1.24.

**Таблица 1.24 – Статистика инцидентов в тепловых сетях**

Наименование организации	Значение, ед.		
	2017	2018	2019
ПАО "Квадра" – «Смоленская генерация»	57	44	20
МУП «Смоленсктеплосеть»	23	10	95

По информации, полученной от иных организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения города Смоленска, отказов тепловых сетей (аварий) за последние годы – не происходило. Отсутствие отказов способствует проведению технического обслуживания и системы ремонтов, проводимых в соответствии с графиками планово-предупредительного ремонта.

Неполадки в работе устранялись силами ремонтного персонала эксплуатирующих организаций в порядке текущей эксплуатации.

### 1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

Применяются следующие понятия.

«Авария» - повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилищно-коммунального хозяйства на срок 36 часов и более.

«Инцидент» это:

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

Все отказы на тепловых сетях классифицируются как инциденты, согласно «Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191.

Классификация повреждений в системах теплоснабжения на аварии, отказы в работе даны в "Инструкции по расследованию и учету нарушений в работе энергетических предприятий и организаций системы Минжилкомхоза РСФСР". Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данной инструкции и местных условий.

Предприятия объединенных источников тепла и тепловых сетей должны быть оснащены необходимыми машинами и механизмами для проведения восстановительных работ в соответствии с "Табелем оснащения машинами и механизмами эксплуатации котельных установок и тепловых сетей".

Нормативное время, необходимое для восстановления тепловой сети, при разрыве трубопровода, полученное на основе обработки статистических данных при канальной прокладке, приведено в таблице 1.25.

**Таблица 1.25** – Нормативное время восстановления тепловой сети

Диаметр, мм	Среднее время восстановления, час
100	12,5
125-300	17,5
350-500	17,5
600-700	19
800-900	27,2

Диагностика тепловых сетей проводится во время подготовки к ОЗП – проводятся гидравлические испытания тепловых сетей, на основании испытаний планируются капитальные ремонты.

В результате испытаний на плотность и прочность тепловых сетей, проводимых после окончания отопительного периода, выявляются как аварийно-опасные участки, так и участки, относимые к ветхим сетям (участки сетей, имеющие существенное влияние, как на ухудшение показателя интенсивности отказов и (или) на увеличение периода нарушений качества и непрерывности предоставления коммунальных услуг). Планово-предупредительные ремонты проводятся в зависимости от срока, состояния и условий эксплуатации участков тепловых сетей, а также результатам технического диагностирования.

Имеющиеся инциденты на тепловых сетях устранялись в нормативное время восстановления тепловых сетей.

Практически все повреждения были устранены в срок, не превышающий 12 часов. Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, составило от 6 до 11 часов.

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

Трубопроводы тепловых сетей – это важный элемент систем теплоснабжения. С течением времени в процессе эксплуатации в основном за счет процессов коррозии происходит ухудшение технического состояния трубопроводов, что служит причиной образования течей. Наиболее эффективным способом предотвращения течей является своевременная замена ветхих участков трубопровода – перекладка.

В условиях ограниченного, а точнее недостаточного, финансирования, для повышения экономической эффективности эксплуатации тепловых сетей и, в первую очередь, сокращения числа аварий (течей), целесообразно планировать и производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики.

Диагностика состояния тепловой сети начинается с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации. Затем производится осмотр трассы трубопровода в соответствии с РД 34-10-130-96 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю» для получения информации о текущем состоянии тепловой сети и уточнения объема подготовительных работ. К диагностике состояния тепловых сетей приступают после окончания всех подготовительных работ.

При эксплуатации тепловых сетей, для выявления мест утечек теплоносителя из трубопроводов, теплоснабжающие и теплосетевые организации города Смоленск, применяют следующие методы технической диагностики:

- **Опрессовка на прочность (гидравлические испытания) повышенным давлением.**

Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20÷40%. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

- **Ревизия запорной арматуры:** разборка арматуры без демонтажа запорной и регулирующей части штока, очистка и смазка ходовой части, проверка уплотнительных поверхностей, обратная сборка с установкой прокладок, набивкой сальника и гидравлические испытания на прочность и плотность. Кроме того, ревизии подвергается вся арматура, нормативный срок эксплуатации которой, истек

Следует выделить перспективные косвенные методы технической диагностики, не нашедшие пока применения в теплоснабжающих организациях, но в ближайшей перспективе рекомендуются к использованию в дополнение к существующим методам:

- *Метод акустической диагностики.* Метод новый и пробные применения на тепловых сетях не дали однозначных результатов. Но метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов. Он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей и доступен к самостоятельному его применению. Этим методом диагностируются трубопроводы наземной и подземной, канальной и безканальной прокладки диаметром от 80 мм и более, находящиеся в режиме эксплуатации. Длина единичного участка от 40 до 300 м. Точность определения дефекта – 1% от базы постановки датчиков. Достоверность идентификации дефектов по параметру аварийной опасности – 80%.

- *Метод акустической эмиссии.* Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.

- *Метод магнитной памяти металла.* Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

- *Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора.* При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

- *Тепловая аэрозьемка в ИК-диапазоне.* Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съёмку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет.



• *Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли.* Метод имеет мало статистики и пока, трудно сказать о его эффективности в условиях города.

Метод «Wavemaker». Данная ультразвуковая система (так называемая система скринингового тестирования труб) предназначена для оценки состояния трубопроводов и



позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей (так называемая система скринингового тестирования труб).

Данная ультразвуковая система предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей. Метод направленных волн, используемых при контроле, полностью отличается от методов, используемых при традиционных способах УЗК. Вместо сканирования области трубы, расположенного непосредственно под датчиками, направленные волны путешествуют вдоль тела трубы. Это позволяет проинспектировать десятки метров трубы при помощи кольца датчиков, расположенных в одном месте.

• *Шурфовка трубопроводов тепловых сетей.* Контрольные шурфовки трубопроводов, проводятся силами эксплуатирующей или подрядной организаций ежегодно по графику, в межотопительный период, согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях МУ 34-70-149-86. В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

При помощи существующих различных видов диагностики технического состояния тепловой сети, методами неразрушающего контроля, можно получить полную и точную картину технического состояния тепловой сети и ответить на вопрос – какие участки нуждаются в первоочередной замене, а на каких можно обойтись локальными ремонтными работами. В зависимости от этого следует осуществлять планирование капитальных и текущих ремонтов.

Для участков, которые вынужденно оставлены в эксплуатации, организации имеют информацию о месте расположения наибольших дефектов (критические) и возможность осуществить профилактические ремонтные работы по предотвращению образования течей.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов.

2.1. На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния, и формирование перспективного графика ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).

2.2. На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.

2.3. Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом

подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

2.4. Годовой график ремонтов согласовывается до 1 апреля текущего года с Администрацией города. С выходом «Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденных постановлением Правительства РФ от 06.09.2012 №889 года сводный план ремонта разрабатывается органом местного самоуправления на основании рассмотрения заявок от ресурсоснабжающих организаций.

### **1.3.12 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты. При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность установок и полный или близкий к нему ресурс, с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены или восстановлены отдельные их части. Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

Ремонт оборудования тепловых сетей производится в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34.04.181-2003. При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

Работы по текущему ремонту проводятся ежегодно по окончанию отопительного сезона, график проведения работ уточняется на основании результатов проведения гидравлических испытаний на плотность и прочность.

Капитальный ремонт проводится в соответствии с утвержденным годовым графиком ремонта. Мероприятия по капитальному ремонту планируются исходя из фактического состояния сетей, на основании анализа технического состояния оборудования по актам осмотра трубопроводов в шурфе (контрольные шурфы), аварийных актов и т.п. Учитывая техническое состояние оборудования тепловых сетей, работы по капитальному ремонту планируются ежегодно.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

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

### **1.3.13 Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя.**

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии производится в соответствии с Инструкцией утвержденной Приказом Минэнерго от 30.12.2008 №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Расчет реальных тепловых потерь в тепловых сетях от источника теплоснабжения производится в соответствии с приказом Госстроя России от 06.05.2000 № 105 "Об утверждении методики определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения".

Цель нормирования потерь тепловой энергии - снижение или поддержание потерь на экономически обоснованном уровне. Расчёт и нормирование потерь тепловой энергии, являясь составной частью стратегической задачи по рациональному использованию природных ресурсов, строго регламентировано и носит обязательный характер. С выходом Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», полномочия по утверждению нормативов потерь в тепловых сетях, расположенных в населенных пунктах с численностью менее 500 тыс. человек, переданы местным органам исполнительной власти.

К нормативным эксплуатационным технологическим затратам при передаче тепловой энергии относятся затраты и потери, обусловленные примененными техническими решениями и техническим состоянием теплопроводов и оборудования, обеспечивающими надежное теплоснабжение потребителей и безопасные условия эксплуатации системы транспорта тепловой энергии:

- затраты и потери теплоносителя в пределах установленных норм на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;
- на технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;
- потери тепловой энергии с затратами и потерями теплоносителя через теплоизоляционные конструкции;
- потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами.
- затраты электрической энергии на привод оборудования, обеспечивающего функционирование систем транспорта тепловой энергии и теплоносителей. Расчет производится в соответствии с Инструкцией утвержденной Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Предоставленные теплоснабжающими организациями нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии, приведены в таблице 1.26.

**Таблица 1.26** – Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии

Наименование	Нормативные технологические потери		
	С утечками	Через изоляцию	Всего
	Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год
<b>ПАО "Квадра" – «Смоленская генерация»</b>			
Нормативные потери всего:			223557
вода			161953
отборный пар 7-13 ата			52975
острый и редуцированный пар			65219
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>			
Котельная №1 ул. Н. Неман (в районе д.6)	0,035	1202,2	1202,2
Котельная №2 ул. Ак. Петрова (в районе д.9)	0,015	1042,1	1042,1
Котельная №4 ул. Ак. Петрова (в районе д.2)	0,012	680,4	680,4
Котельная №6 пер. 2-ой Краснофлотский (в районе д.38)	0,0067	406,2	406,2
Котельная №7 ул. 2-я Вяземская (в районе д.5)	0,034	1661,2	1661,3
Котельная №8 ул. Парковая (в районе д.20)	0,0011	179,1	179,1
Котельная №12 п. Вишенки	0,034	657,0	657,0
Котельная №13 пр-т Гагарина, д.27	0	32,9	32,9
Котельная №14 п. Гедеоновка	0,032	1902,8	1902,8
Котельная №15 ул. Кловская (в районе д.44)	0,0084	323,9	323,9
Котельная №16 ул. Кловская (в районе д.19)	0,0197	1241,4	1241,4
Котельная №18 ул. Гарабурды (в районе д.13)	0,057	1975,1	1975,2
Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко (в районе д.22)	0,0362	1307,4	1307,4
Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко (в районе д.44)	0,026	1197,8	1197,8
Котельная №21 Ситники-3 ул. Городнянского (в районе д.1)	0,0694	2532,1	2532,2
Котельная №23 ул. Лукина (в районе СШ №19)	0,0010	57,0	57,0
Котельная №24 ул. Гастелло (в районе СШ №10)	0,0074	332,7	332,7
Котельная №25 ул. Зя Северная (в районе бани №5)			
Котельная №26 ул. Фрунзе (в районе д.40)			
Котельная №27 Красный бор (в районе сан.- лесной школы )	0,002	373,5	373,5
Котельная №28 п. Нижняя Дубровка (в районе школы-интерната)	0,00206	249,0	249,0
Котельная №29 п. Красный бор (в районе СШ №5)	0,002	75,5	75,5
Котельная №30 п. Красный бор (в районе детсада №6)	0,0006	55,2	55,2
Котельная №31 п. Красный бор (в районе "Дома ребенка")	0,001	57,6	57,6
Котельная №32 Соболева, д.116	0,0211	819,7	819,7
Котельная №33 ул. Рабочая д.4 п. Гнездово (в районе СШ №18)	0,0409	1420,2	1420,3
Котельная №34 2-й Краснофлотский пер. (в районе д.40а)	0,0281	1129,2	1129,2
Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	0,0084	284,6	284,7
Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина (в районе д.54б)	0,0405	1689,9	1689,9
Котельная №37 п. Торфопредприятие (в районе д.44)	0,0096	281,4	281,4
Котельная №38 ул. Мало-Краснофлотская (в районе д.31а)	0,022	576,1	576,2
Котельная №39 ул. Строгань (в районе д.5)	0,006	343,3	343,3
Котельная №40 п. Миловидово (в районе д.24/2)	0,049	1864,1	1864,2

Наименование	Нормативные технологические потери		
	С утечками	Через изоляцию	Всего
	Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год
Котельная №41 пер. 4-й Краснофлотский (в районе д.4а)	0,014	648,2	648,2
Котельная №42 ул. Лавочкина (в районе д.47/1)	0,003	240,7	240,7
Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	0,0055	309,8	309,8
Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14а)	0,017	936,6	936,6
Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	0,0688	2951,6	2951,7
Котельная №50 ул. Соболева, д.113	0,0022	970,3	970,3
Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	0,0106	392,0	392,1
Котельная №52 ул. Революционная, д.8 (в районе СШ №13)	0,0002	7,0	7,0
Котельная №53 ул. Н-Неман (в районе д.1)	0,008	228,1	228,1
Котельная №54 ул. Космодемьянской (в районе д.3)	0,0219	1032,2	1032,2
Котельная №55 Краснинское ш. (в районе д.3б)	0,004	113,2	113,2
Котельная №56 г. Коминтерна	0,0184	480,1	480,1
Котельная №66 ул. Колхозный, д.48 (на территории ОАО "Стекло")	0,036	658,8	658,8
Котельная №67 ул. Нахимова, д.18б	0,02255	1433,0	1433,0
Котельная №68 ул. Кловская, д.27			0
Котельная №69 Московский Большак, д.12		4,1	4,1
Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	0,0146	558,6	558,6
Котельная Хладосервис ул. Октября, д.46	0,0018	257,6	257,6
Котельная №74, ул. Карбышева, д.9 (ОАО "ЦИБ-79")	0,02	1457,6	1457,6
Котельная №73 Социалистическая (в районе д.6)	0,127	3501,6	3501,7
Котельная ул. Кутузова д.15	0	22,9	22,9
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>			
БМК ул. Нарвская (в районе д.19)			77
<b>ООО Смоленское автотранспортное предприятие"</b>			
Котельная ООО "СмоЛАТП"			178
<b>Котельная ООО "Коммунальные системы"</b>			
Котельная ООО "Коммунальные системы"			113
<b>ОАО "РЖД"</b>			
Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15			524
Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а			72
<b>ОГУЭПП "Смоленскоблкоммунэнерго"</b>			
Котельная п. 430 км			10
<b>Войсковая часть 7459</b>			
Котельная в/ч 7459			
<b>ООО "СтройИнвест"</b>			
Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102			31
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>			
БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)			62
БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)			
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>			
Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2			
Котельная №83			

### 1.3.14 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета.

Предоставленная информация о фактических тепловых потерях в тепловых сетях за последние три года организациями, занятыми в сфере теплоснабжения предоставлены в таблице 1.27.

**Таблица 1.27** – Фактические тепловые потери в тепловых сетях за последние три года по организациям, занятым в сфере теплоснабжения

Показатели	Ед. изм.	2017	2018	2019
<b>ПАО "Квадра"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	1931620	1815802	1695512
Потери в тепловых сетях	Гкал	441941	352071	297566
	%	22,88%	19,39%	17,55%
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	370787,8	356271,7	348486
Потери в тепловых сетях	Гкал	55729,6	44126,3	42649
	%	15,03%	12,39%	12,24%
<b>МУП "Теплоснаб"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	712,8	64,7	602,5
Потери в тепловых сетях	Гкал	43,19	3,95	25,9
	%	6,06%	6,11%	4,30%
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	16872	17465	15308,0
Потери в тепловых сетях	Гкал	48,96	78,7	183,0
	%	0,29%	0,45%	1,20%
<b>ООО Смоленское автотранспортное предприятие"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	2285	2471	1210,6
Потери в тепловых сетях	Гкал	296	322	181,6
	%	12,95%	13,03%	15,00%
<b>Котельная ООО "Коммунальные системы"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	3976	4091	5546,2
Потери в тепловых сетях	Гкал	728	753	132,6
	%	18,31%	18,41%	2,39%
<b>ООО "РЖД"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	5871	5726,19	5399,0
Потери в тепловых сетях	Гкал	559,95	493,3	170,0
	%	9,54%	8,61%	3,15%
<b>ОГУЭПП "Смоленскоблкоммунэнерго"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	2667	2779	2680,0
Потери в тепловых сетях	Гкал	11,6	10	10,0
	%	0,43%	0,36%	0,37%
<b>Войсковая часть 7459</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	2615	2724,5	6380,0
Потери в тепловых сетях	Гкал	152,6	158,3	773,0
	%	5,84%	5,81%	12,12%
<b>ООО "СтройИнвест"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	302	312,1	688,0
Потери в тепловых сетях	Гкал	32,5	34,6	31,0
	%	10,75%	11,09%	4,51%
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	н/д	4120	3607,1
Потери в тепловых сетях	Гкал	н/д	81	62,0
	%		1,97%	1,72%

Показатели	Ед. изм.	2017	2018	2019
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	н/д	36506	19614,3
Потери в тепловых сетях	Гкал	н/д	3899	1325,1
	%		10,68%	6,76%
<b>АО "Пирамида"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	н/д	н/д	4111,0
Потери в тепловых сетях	Гкал	н/д	н/д	20,0
	%	н/д	н/д	0,49%
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	н/д	н/д	44668
Потери в тепловых сетях	Гкал	н/д	н/д	1052,7
	%	н/д	н/д	2,36%

Данные по фактическим показателям, представленные в Таблице 1.29 сформированы на основании отчетности теплоснабжающих организаций и могут не отражать реальной картины, так как по существу, указанные значения получены исходя из объемов производства тепловой энергии и объема полезного отпуска, предъявленного к оплате.

При этом, учитывая низкий уровень оснащённости МКД общедомовыми приборами учета тепловой энергии и теплоносителей (ОДПУ) и отсутствия данных полученных в результате проведения испытаний тепловых сетей на фактические потери, определение фактических значений потерь возможно двумя способами:

- на основании фактического баланса, формируемого на основании показаний коммерческого учета, установленного как на источниках тепловой энергии, так и у потребителей;
- по результатам, полученным путем проведения энергетических обследований теплосетевых организаций.

Имеющийся опыт таких обследований свидетельствует о том, что наиболее распространенное отношение фактических потерь к нормативным потерям для тепловых сетей, аналогичных рассматриваемым, составляет 1,2-1,5."

### **1.3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей и результаты их исполнения.**

В рассматриваемый период, по информации организаций, занятых в сфере теплоснабжения города Смоленска, предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети – не выдавалось.

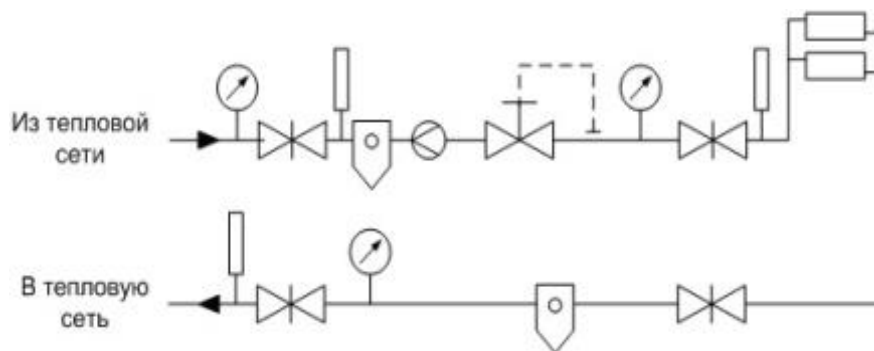
При общем значительном износе большинства тепловых сетей эксплуатирующая организация не допускает нарушений требований нормативных документов в части безопасной эксплуатации.

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

В городе Смоленске реализованы различные схемы подключения потребителей к тепловым сетям источников тепла. Системы отопления потребителей в зависимости от давления и температуры теплоносителя присоединяются непосредственно, по зависимой схеме,

либо по независимой схеме. Присоединение систем отопления, в основном зависимое около 94,6%, с применением и без применения смешивающих устройств, когда теплоноситель в отопительные приборы поступает непосредственно из тепловой сети. В этом случае системы отопления работают под давлением, близким к давлению в обратном трубопроводе тепловой сети. Циркуляция обеспечивается за счет перепада давлений в подающем и обратном трубопроводах. Если давление в подающем трубопроводе превышает необходимое, то оно должно быть снижено регулятором давления или дроссельной шайбой. К достоинствам зависимых схем можно отнести простоту и дешевизну оборудования абонентского ввода, возможность получения большого перепада температур в системах отопления, сокращенный расход теплоносителя, снижением эксплуатационных расходов и использованием трубопроводов меньшего диаметра. К недостаткам зависимых схем относятся жесткая гидравлическая связь тепловой сети и систем отопления и, как следствие, низкая надежность, а также повышенная сложность в эксплуатации.

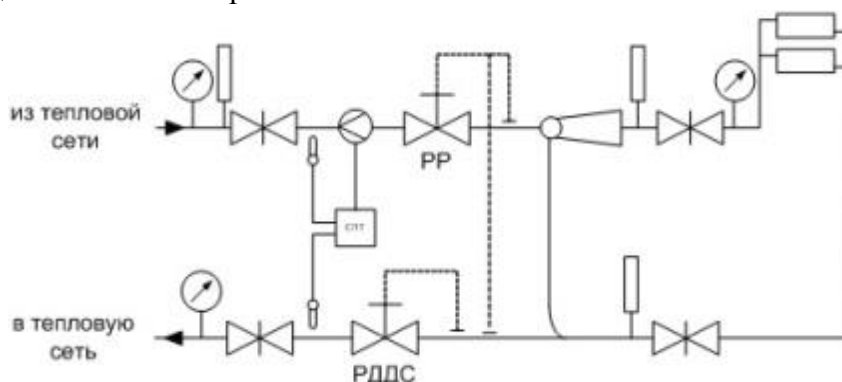
Схема зависимого присоединения потребителей к системе теплоснабжения показана на рисунке 1.35.



**Рисунок 1.35** – Зависимая схема присоединения потребителей

Подключение отопительных приборов производится по схеме непосредственного присоединения. Эта схема является простейшей и применяется, когда температура и давление теплоносителя совпадают с параметрами системы отопления. На абонентском вводе температура сетевой воды должна быть не более 95°C для присоединения жилых зданий. Эта схема может применяться для подключения потребителей к котельным, работающим с максимальными температурами 95-105°C или после ЦТП.

Схема зависимого подключения с элеватором показана на рисунке 1.36. Элеватор является побудителем циркуляции. Преимуществом этой схемы является ее низкая стоимость и высокая степень надежности элеватора.



**Рисунок 1.36** – Зависимая схема с элеватором

К достоинствам схемы с элеватором можно отнести простоту, отсутствие движущих частей, не требуется постоянное наблюдение.



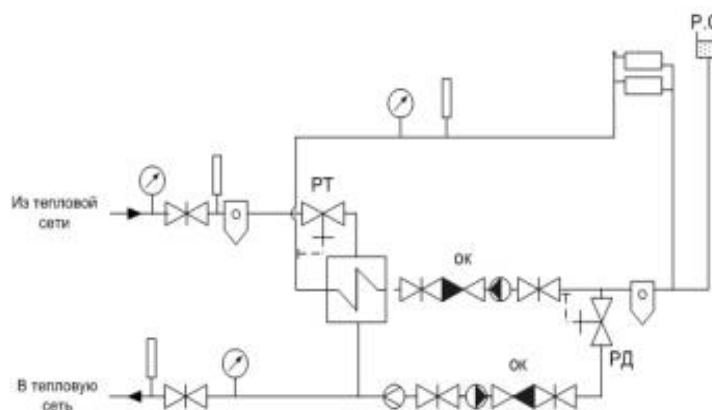
К недостаткам элеватора относятся:

- низкий КПД равный  $0,25 \div 0,3$ , поэтому для создания перепада давления в системе отопления надо иметь до элеватора располагаемый напор в  $8 \div 10$  раз больший;
- перегрев помещений в теплый период отопительного сезона из-за постоянного коэффициента смещения элеватора и как следствие невозможности изменения соотношения между количествами сетевой воды и подмешиваемой;
- при аварийном отключении тепловой сети прекращается циркуляция воды в отопительной установке, в результате чего создается опасность замерзания воды в системе отопления;
- зависимость давлений в системе отопления от давлений в тепловой сети.

В целом к недостаткам зависимых схем относятся жесткая гидравлическая связь тепловой сети и систем отопления и, как следствие, низкая надежность, а также повышенная сложность в эксплуатации.

В последние годы, в связи с увеличением строительства зданий повышенной этажности растет использование независимых схем присоединения систем отопления через водо-водяные подогреватели (ИТП). ИТП используется для обслуживания одного потребителя (здания или его части) и, как правило, располагается в подвальном или техническом помещении здания. Иногда в силу особенностей обслуживаемого здания, ИТП может быть размещено в отдельно стоящем здании.

Схема независимого присоединения потребителей к системе теплоснабжения через ИТП показана на рисунке 1.37.

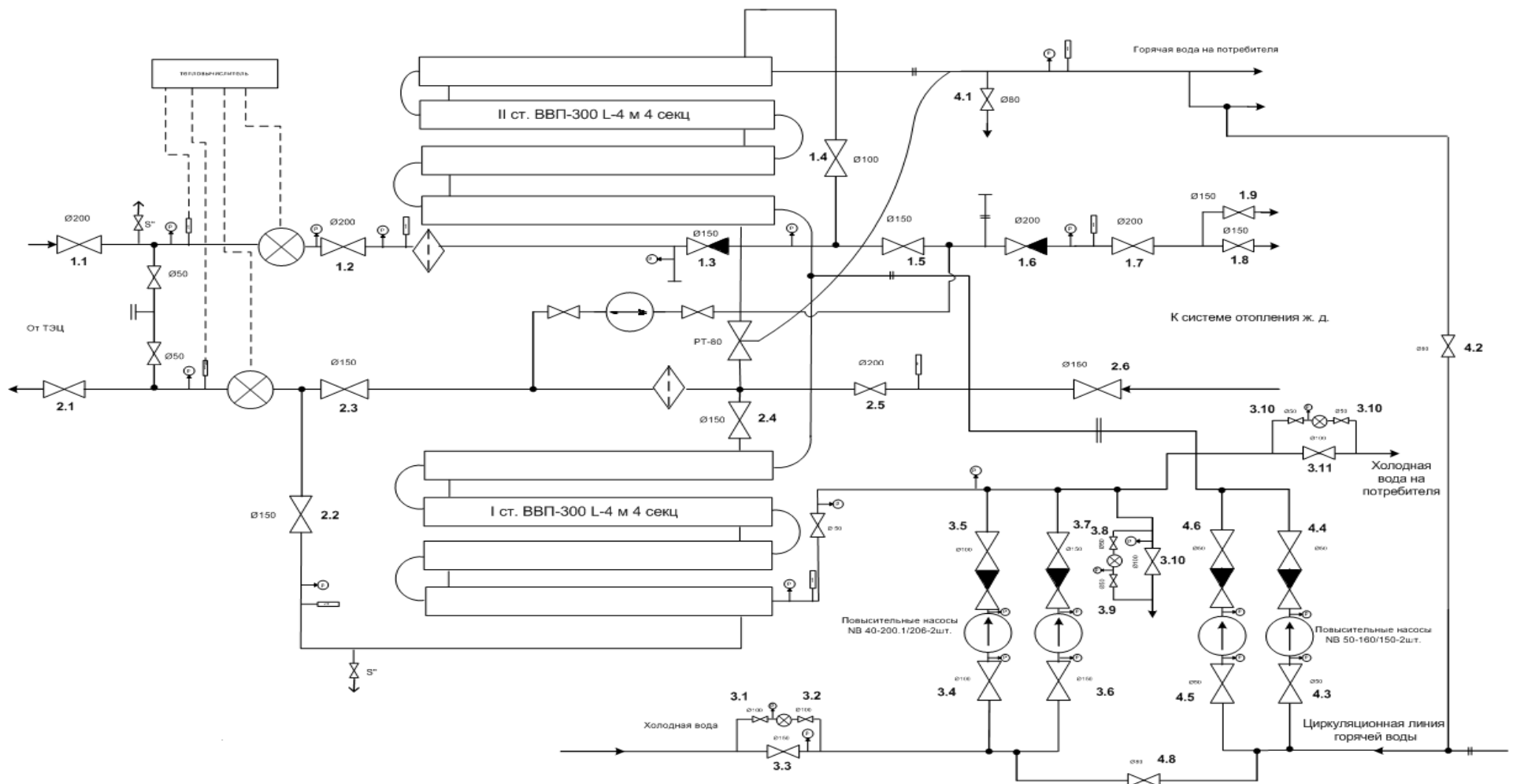


**Рисунок 1.37** – Независимая схема присоединения потребителей через ИТП

Сетевая вода из подающей линии поступает в теплообменник и нагревает воду местной отопительной системы. Циркуляция в системе отопления осуществляется циркуляционным насосом, который обеспечивает постоянный расход воды через нагревательные приборы. Наличие подогревателя позволяет осуществлять наиболее рациональный режим регулирования. Это особенно эффективно при плюсовых температурах наружного воздуха и при центральном качественном регулировании в зоне излома температурного графика. Переход на независимые схемы позволяет широко применять автоматизацию и повысить надежность теплоснабжения. Следует отметить, что использование теплообменника увеличивает удельный расход сетевой воды на тепловой пункт и вызывает повышение температуры обратной сетевой воды на  $3 \div 4^\circ\text{C}$  в среднем за отопительный сезон. Кроме того, наличие в схеме подогревателей, насоса и прочее увеличивает стоимость оборудования, размеры теплового пункта, а также требует дополнительных затрат на ремонт и обслуживание.

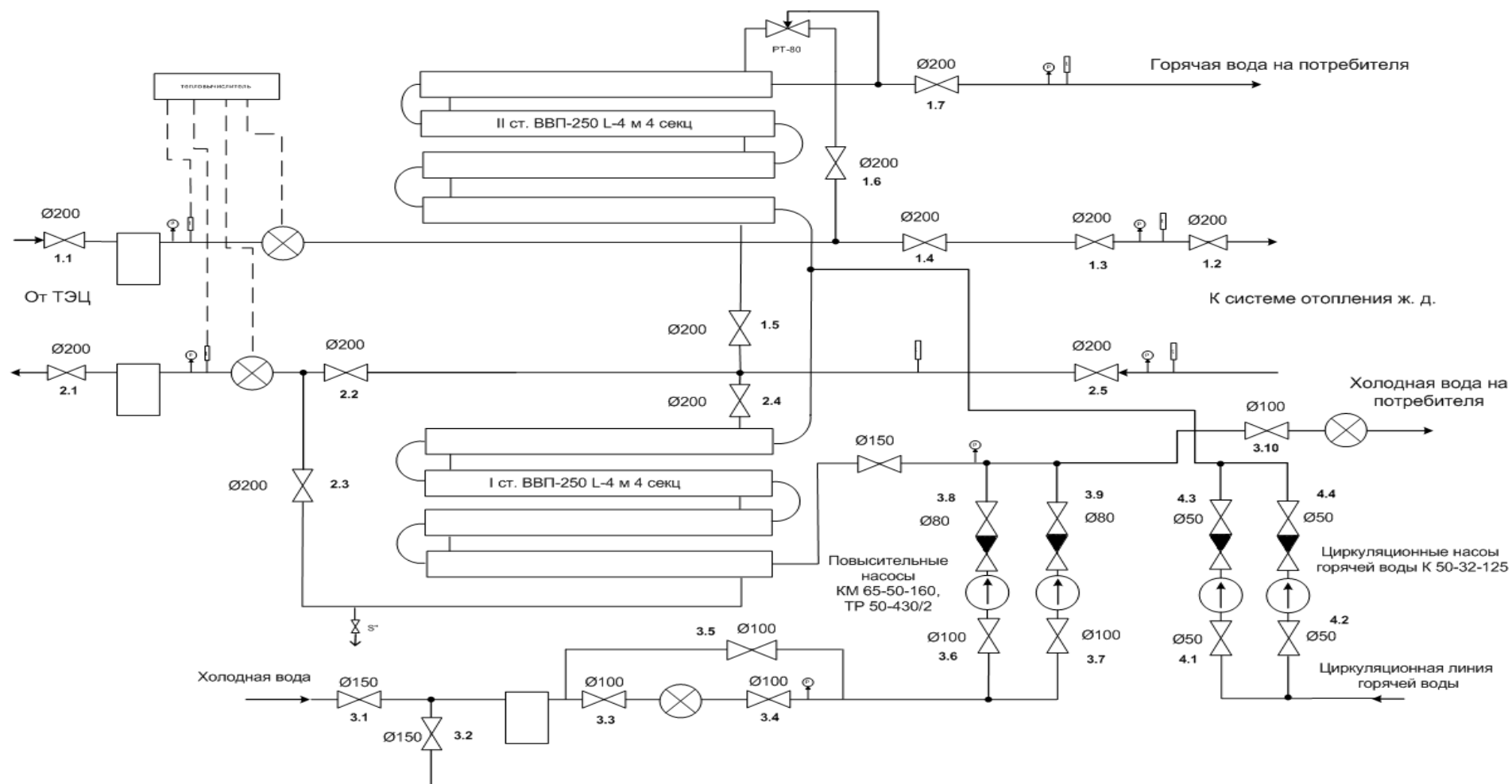
Присоединение тепловой нагрузки Смоленской ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2" производится через ЦТП и ТП. Необходимость применения центральных тепловых пунктов обусловлена температурным графиком источников тепла, топологией города, размещением источников и генеральным планом застройки поселения. Принципиальные типовые технологические схемы ЦТП, характерные для системы централизованного теплоснабжения города Смоленска, приведены на рисунках 1.38 - 1.41.

### Принципиальная схема ЦТП



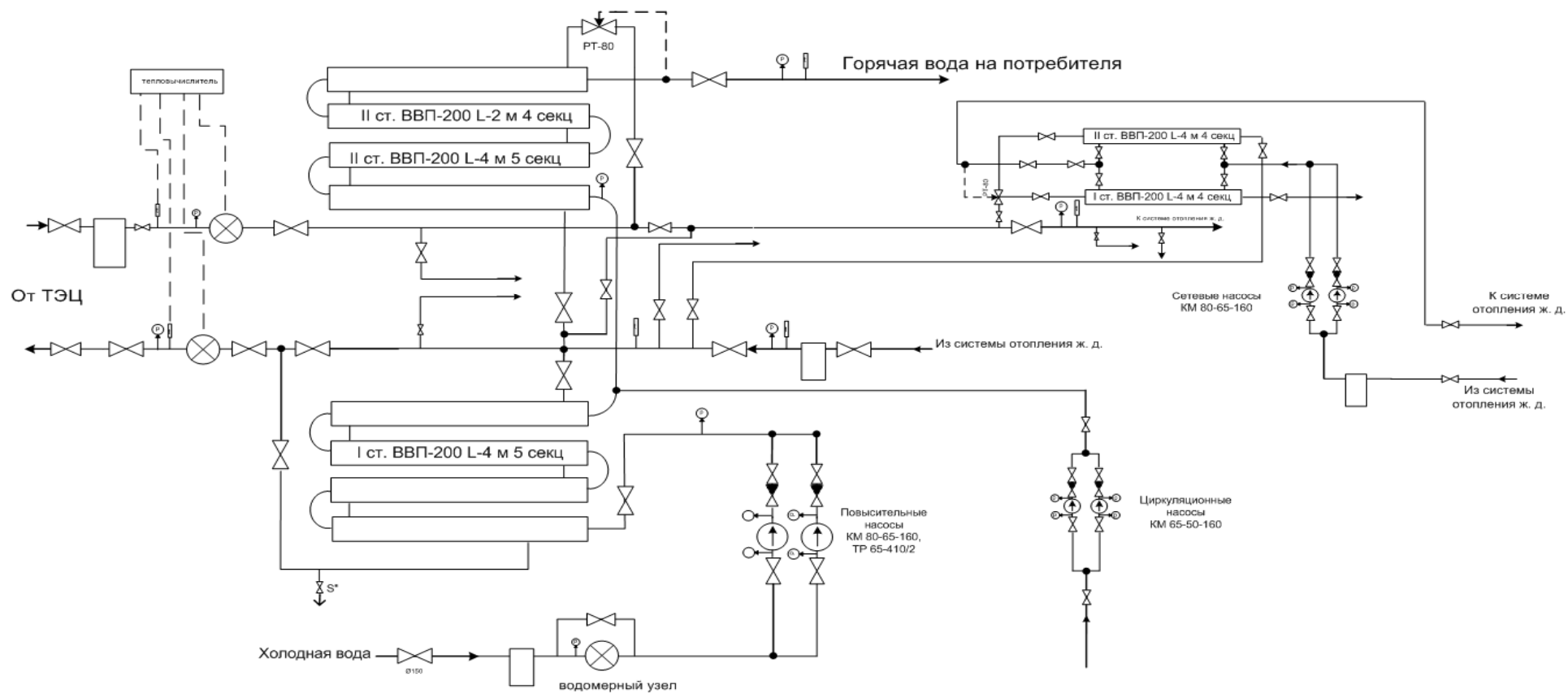
**Рисунок 1.38** – Двухступенчатая смешанная схема присоединения подогревателей ГВС с зависимым присоединением систем отопления с насосом на перемычке (Типовая схема №1)

### Принципиальная схема ЦТП



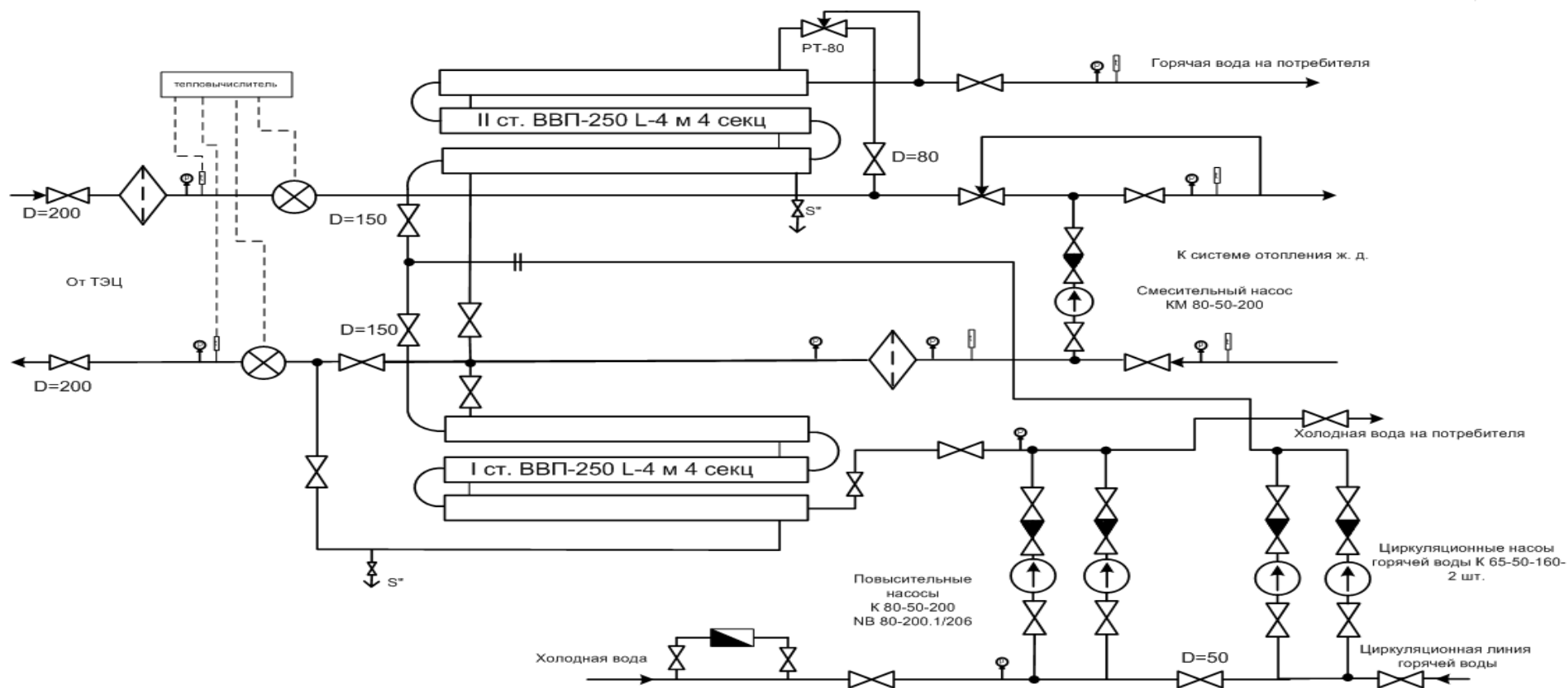
**Рисунок 1.39** – Двухступенчатая смешанная схема присоединения подогревателей ГВС с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление в ЦТП (Типовая схема №2)

### Принципиальная схема ЦТП



**Рисунок 1.40** – Двухступенчатая смешанная схема подключением подогревателей ГВС и независимым присоединением систем отопления (Типовая схема №3)

### Принципиальная схема ЦТП

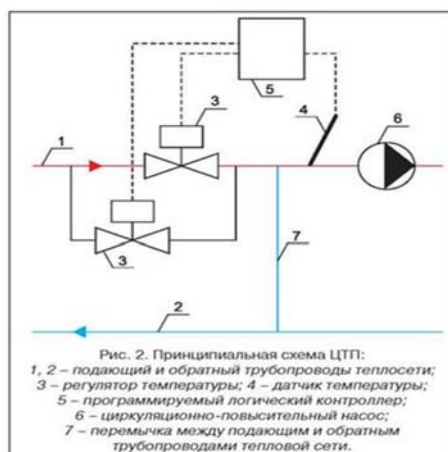


**Рисунок 1.41** – Двухступенчатая смешанная схема присоединения подогревателей ГВС с зависимым присоединением систем отопления при наличии регуляторов расхода теплоты на отопление в ЦТП (Типовая схема №4)

Система горячего водоснабжения закрытая. Подготовка воды для горячего водоснабжения потребителей в ЦТП осуществляется по двухступенчатой смешанной схеме. Холодная вода из водопровода поступает в двухступенчатые водяные подогреватели (ВВП) ГВС, где нагревается сетевой водой из магистральных тепловых сетей, смешивается с циркуляционной водой и подается потребителям. Циркуляция горячей воды осуществляется принудительным способом, циркуляционными насосами ГВС.

Часть ЦТП, с зависимой схемой присоединения систем отопления (см. рисунок 1.42), включает в состав своего оборудования группу корректирующих (смесительных) насосов. С помощью корректирующих насосов охлажденная сетевая вода из обратной линии отопительного контура подается на смешение с перегретой водой, поступающей из подающей линии магистральной тепловой сети. После смешения вода с пониженными температурными параметрами подается по тепловым сетям второго контура на отопительные установки абонентов.

Технологическая схема большинства ЦТП – двухступенчатая смешанная схема присоединения подогревателей ГВС с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление, приведена на рисунке 1.40. Отсутствие автоматического регулирования в системах теплоснабжения приводит, в переходной период, к существенному превышению расчетных значений температуры внутреннего воздуха в помещениях, превышению температуры обратной сетевой воды относительно расчетной и как следствие перерасходу тепловой энергии и снижению экономичности работы всей системы теплоснабжения. Поэтому считаем целесообразным рекомендовать реализацию схемы автоматического регулирования температуры теплоносителя на отопление в переходной период с установкой в ЦТП корректирующих подмешивающих насосов с регулятором отпуска тепла на отопление, аналогично схемы ЦТП приведенная на рисунке 1.41 или на рисунке 1.42.



**Рисунок 1.42** – Принципиальная схема ЦТП

При устойчивом стоянии температур наружного воздуха  $+1^{\circ}\text{C}$  и выше на ЦТП включается в работу циркуляционно-повысительный насос 6, регуляторы температуры 3, контроллер 5. Часть обратной сетевой воды по перемычке 7 поступает в подающий трубопровод. В зависимости от импульса датчика температуры 4 регуляторы температуры 3 изменяют расход теплоносителя из подающего трубопровода, тем самым регулируется температура смеси, поступающей во внутриквартальные сети. В результате подобного регулирования существенно снижается расход сетевой воды и как следствие экономия тепловой энергии в системе теплоснабжения в переходной период.

Типовая схема №3 ЦТП, с независимой схемой присоединения систем отопления (см. рисунок 34), включает в состав своего оборудования несколько теплообменников отопления (водо-водяных подогревателей), включенных параллельно друг другу, как по сетевой воде, так и по вторичной отопительной воде, а также группу циркуляционных и подпиточных насосов. Вода из подающей линии магистральной тепловой сети проходит через водо-водяные подогреватели, в которых она нагревает вторичную воду, циркулирующую в тепловых сетях второго контура. Охлажденная сетевая вода возвращается в обратную линию магистральной тепловой сети.

Кроме того, в схемах теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2" имеются ЦТП предназначенные только для горячего водоснабжения или только для отпуска тепла на отопление.

Подключение потребителей к тепловым сетям прочих источников тепла (котельных) производится по зависимой схеме с элеватором в качестве смесительного устройства. Система горячего водоснабжения закрытая. Подогреватели горячего водоснабжения установлены, в основном, на котельных.

Как для перспективных потребителей, так и для существующих теплопотребляющих установок, входящих в состав общего имущества МКД или объектов социальной сферы, подлежащих капитальному ремонту или реконструкции, с учетом оборудования и сетей инженерно-технического обеспечения, наиболее рациональным будет использование следующих требований и норм технического регулирования:

- для объектов нового строительства, базовым (предпочтительным), будет являться присоединение по независимой схеме, в силу того, что данная схема является наиболее соответствующей требованиям действующего законодательства об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, а также обладает существенным преимуществом в части обеспечения требований надежности;

- для существующих теплопотребляющих установок, подключенных по зависимой схеме, где давление теплоносителей в обратных трубопроводах равно или превышает величину рабочего давления, для существующих отопительных приборов в жилых и нежилых помещениях с периодическим пребыванием в них людей, схема присоединения должна быть реконструирована в независимое исполнение с целью повышения безопасности и надежности теплоснабжения;

- для существующих теплопотребляющих установок подключенных по зависимой схеме, с недостаточным располагаемым напором на вводе в теплопотребляющую установку, схема присоединения должна быть реконструирована с учетом установки средств автоматического (регулируемого) смешения или переведена на независимое подключение;

- для существующих теплопотребляющих установок, подключенных по зависимой схеме, подключенных к тепловым сетям, работающих по повышенному температурному графику и низким значением коэффициента смешения, схема присоединения должна быть реконструирована с учетом установки средств автоматического (регулируемого) смешения;

- для существующих теплопотребляющих установок, подключенных по зависимой схеме, подключенных к тепловым сетям, работающих по прямому отопительному температурному графику, схема присоединения должна быть реконструирована с учетом установки средств, ограничения расхода теплоносителей (регуляторы перепада давлений, регуляторы расхода, балансировочные клапаны);



- для потребителей, подключенных от ЦТП, с зависимой схеме (с транзитной подачи тепловой энергии на нужды отопления), схема присоединения может быть изменена (реконструирована) исходя из вышеприведенных зависимостей и реализацией мероприятий по восстановлению (прокладки) линий рециркуляции в случае ее отсутствия или неработоспособности

Такие подходы, максимально соответствуют как требованиям законодательства об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, так и требованиям жилищного кодекса, в части предоставления коммунальных услуг надлежащего качества.

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

Средства коммерческого учета отпущенной тепловой энергии имеются на Смоленской ТЭЦ-2 и котельной котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (см. п/п 1.2.8). Все центральные тепловые пункты в зоне теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2 и прочих котельных оснащены приборами коммерческого учета тепловой энергии.

Несмотря на стабильный рост обеспеченности жилищного фонда города Смоленска приборами учета тепловой энергии (обеспеченность приборами учета тепловой энергии жилого фонда города составляет 20%) значительная часть многоквартирных домов коллективными приборами учета тепловой энергии не оборудована. Исключение составляют индивидуальные тепловые пункты (ИТП) в МКД вводимые в эксплуатацию, после 1998 года, которые также автоматизированы и оснащены приборами коммерческого учета.

Сведений о потребителях, у которых установлены приборы коммерческого учета тепловой энергии, не предоставлено. Учет тепла, отпущенного потребителям, у которых приборы учета отсутствуют, производится расчетным методом.

Процесс установки коммерческих узлов учёта тепла тормозится недостаточным финансированием.

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

Основной производитель тепловой энергии Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» в целях ее реализации потребителям имеет собственную диспетчерскую службу в обязанности которой входит выявление и организация работы по устранению нештатных и аварийных ситуаций на объектах и инженерных сооружениях, взаимодействие с диспетчерскими службами управляющих компаний по вопросам состояния и качества работы внутридомовых систем теплоснабжения и параметров на входе в многоквартирные дома. контроль за работой

Диспетчерская служба Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» выполняет функции: управления гидравлическими режимами магистральных тепловых сетей, эксплуатируемых организацией тепловых электрических станций (ТЭЦ), регулирование температуры в подающих трубопроводах тепловых магистралей на выходе с ТЭЦ и контроль параметров насосных станций. Диспетчерская оборудована телефонной связью, принимают сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей и обслуживающего персонала. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

На предприятии МУП "Смоленсктеплосеть" организована круглосуточная диспетчерская служба, которая координирует работу котельных и тепловых сетей. Средства телемеханики на предприятии не установлены. Координация осуществляется по телефонной связи. Диспетчерская служба и система автоматики отпуска тепла справляются с поставленными задачами.

Тепломеханическое оборудование на источниках тепловой энергии прочих котельных имеет невысокую степень автоматизации. Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Система диспетчеризации и систем управления режимами в системах теплоснабжения этих котельных возложены на дежурную смену

Регулирующие и запорные задвижки в тепловых камерах не имеют средств телемеханизации. Переключаемые участки тепловых сетей с ППУ изоляцией не имеют системы дистанционного контроля.

### **1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

К тепловым сетям Смоленской ТЭЦ-2 присоединено 364 ЦТП и ТП оборудованными терморегуляторами системы ГВС, которые обеспечивают поддержание температуры горячей воды в заданном диапазоне регулирования и регуляторами перепада давления в системе отопления.

За МУП «Смоленсктеплосеть» числится 235 ЦТП, из них 143 ЦТП оборудованы автоматическими станциями управления и регулирования с датчиками давления.

Автоматизация ЦТП и тепловых пунктов развита недостаточно. На всех ЦТП и ТП повсеместно отсутствует автоматизированная система управления технологическим процессом позволяющая осуществлять дистанционное управление и мониторинг параметров работы соответствующих объектов на тепловых сетях. Уровень автоматизация ЦТП не обеспечивает автоматическое поддержание всех технологических параметров и не позволяет регулировать отпуск тепловой энергии потребителям. Таким образом, автоматизация заключается, в основном, в поддержании температуры горячей воды и управлении насосов ХВС.

Для защиты теплопотребляющего оборудования абонентов от недопустимого превышения давления во всех ЦТП на обратных трубопроводах отопления и циркуляционных трубопроводах ГВС установлены устройства для сброса давления – предохранительные клапаны.

### **1.3.20 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.**

Согласно пункту 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении" под бесхозяйной тепловой сетью понимается совокупность устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии и не имеющих эксплуатирующей организации. Согласно статье 225 Гражданского кодекса РФ вещь признается бесхозяйной, если у нее отсутствует собственник или его невозможно определить (собственник неизвестен), либо собственник отказался от права собственности на нее.

Единственный признак, позволяющий отнести ту или иную тепловую сеть к бесхозяйной – отсутствие эксплуатирующей организации.

Бесхозяйные тепловые сети, в силу пункта 3 ст. 225 Гражданского кодекса РФ, переходят в муниципальную собственность. До такого перехода, в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей на органы местного самоуправления, согласно. Федерального

закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении", возлагается обязанность по определению, в течение 30 дней, организации, которая будет осуществлять их содержание и обслуживание. В роли такой организации может выступать:

1. Теплосетевая организация, чьи тепловые сети непосредственно соединены с бесхозяйными сетями. В этом случае исходным критерием для выбора организации выступает наличие непосредственного присоединения бесхозяйных объектов к сетям данной организации, которая их использует в своей основной деятельности.

2. Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения, куда входят бесхозяйные тепловые сети, осуществляющая их содержание и обслуживание. Во втором случае, таким критерием выступает наличие в системе теплоснабжения единой теплоснабжающей организации, осуществляющей содержание и обслуживание бесхозяйных объектов.

Орган регулирования обязан расходы, на обслуживание таких сетей, включить в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Принятие на обслуживание бесхозяйных сетей в порядке ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении" не отменяет необходимости принятия их в собственность органом местного самоуправления. Принятие на учет бесхозяйных тепловых сетей осуществляется на основании постановления Правительства Российской Федерации от 17.09.2003 № 580"Об утверждении Положения о принятии на учет бесхозяйных недвижимых вещей".

Вне зависимости от наличия в системе теплоснабжения бесхозяйных тепловых сетей, обязанность по надежному и бесперебойному снабжению потребителей энергией, должна возлагаться на профессиональных участников рынка тепловой энергии – теплоснабжающую, теплосетевую организации.

Перечень бесхозяйных объектов теплоснабжения по состоянию на 01.01.2020 года по городу Смоленску, приведен ниже:

- участок тепловой сети протяженностью 78 м от тепловой камеры 3.17К-1 до ЦТП-105 по пер. Юннатов, д.3;
- теплотрасса системы отопления и горячего водоснабжения протяженностью 24 м, расположенные по адресу: г. Смоленск, ул. Крупской, д. 55а;
- теплотрасса протяженностью 269 м, проходящая от тепловой камеры на территории аптечного склада до жилых домов № 20/1, 20/2, 20/3 в пос. Тихвинка;
- наружные тепловые сети в бесканальном исполнении от тепловой камеры протяженностью 21 м по ул. Матросова д. 14;
  - сети теплоснабжения по ул. Матросова д. 16;
  - сети теплоснабжения по ул. Матросова д. 12а;
  - сети теплоснабжения по ул. Воробьева, д. 5, 9, 11/9;
  - сети теплоснабжения по ул. Черняховского д. 13;
  - сети теплоснабжения по ул. Нормандия - Неман д. 27;
  - тепловые сети по ул. 25 Сентября д. 20;
  - тепловые сети по ул. Куриленко д. 2;
  - тепловые сети по ул. Шолохова д. 6;
  - трубопровод отопления и горячего водоснабжения от котельной № 68 до жилого дома № 29 по ул. Кловская;
    - сети теплоснабжения к дому 50а по ул. Автозаводская;
    - сети теплоснабжения к дому 89а по ул. Рыленкова;

- сети теплоснабжения к дому 19 по пер. Чуриловский;
- сети теплоснабжения и горячего водоснабжения к дому 86а по ул. Соболева;
- участок теплотрассы от ул. Бакунина, д. 10 до ул. Красина, д. 6;
- участок тепловой сети от тепловой камеры № 1 к51 до жилых домов № 1 в и 1г по ул. Валентины Гризодубовой;
- тепловые сети по ул. Маршала Соколовского, д. 11а, 11б;
- тепловые сети по ул. Чернышевского, д.1а;
- тепловые сети по ул. Черняховского д.15;
- участок теплосети от магистральной тепловой камеры 2К-79г до ЦТП-99, расположенного по ул. Чаплина, д. 3;
- участок теплосети от магистральной тепловой камеры 1К-5 до ЦТП-87, расположенного в подвальном помещении дома № 16/2 по Витебскому шоссе;
- участок теплосети от тепловой камеры ТК-1 квартальной тепловой сети до ЦТП-248, расположенного по адресу: пер. Хлебозаводской, д. 7;
- участок теплосети от тепловой камеры ТК-7 квартальной тепловой сети по ул. Центральная, д. 6 до ТК в районе здания столовой по ул. Седова;
- квартальная тепловая сеть от дома № 22а до дома № 24 по ул. Багратиона.

### **1.3.21 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)**

Энергетические характеристики тепловых сетей в городе Смоленск не разрабатывались.

### **1.3.22 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной схемы теплоснабжения изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них не зафиксировано.

## **1.4 Раздел 4. Зоны действия источников тепловой энергии**

### **1.4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории города**

Настоящий раздел содержит описание существующих зон действия источников тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения на территории города Смоленск. Зоной действия источника тепловой энергии является территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Карта зон действия источников централизованного теплоснабжения на территории поселения представлены на рисунках 1.43 - 1.45.



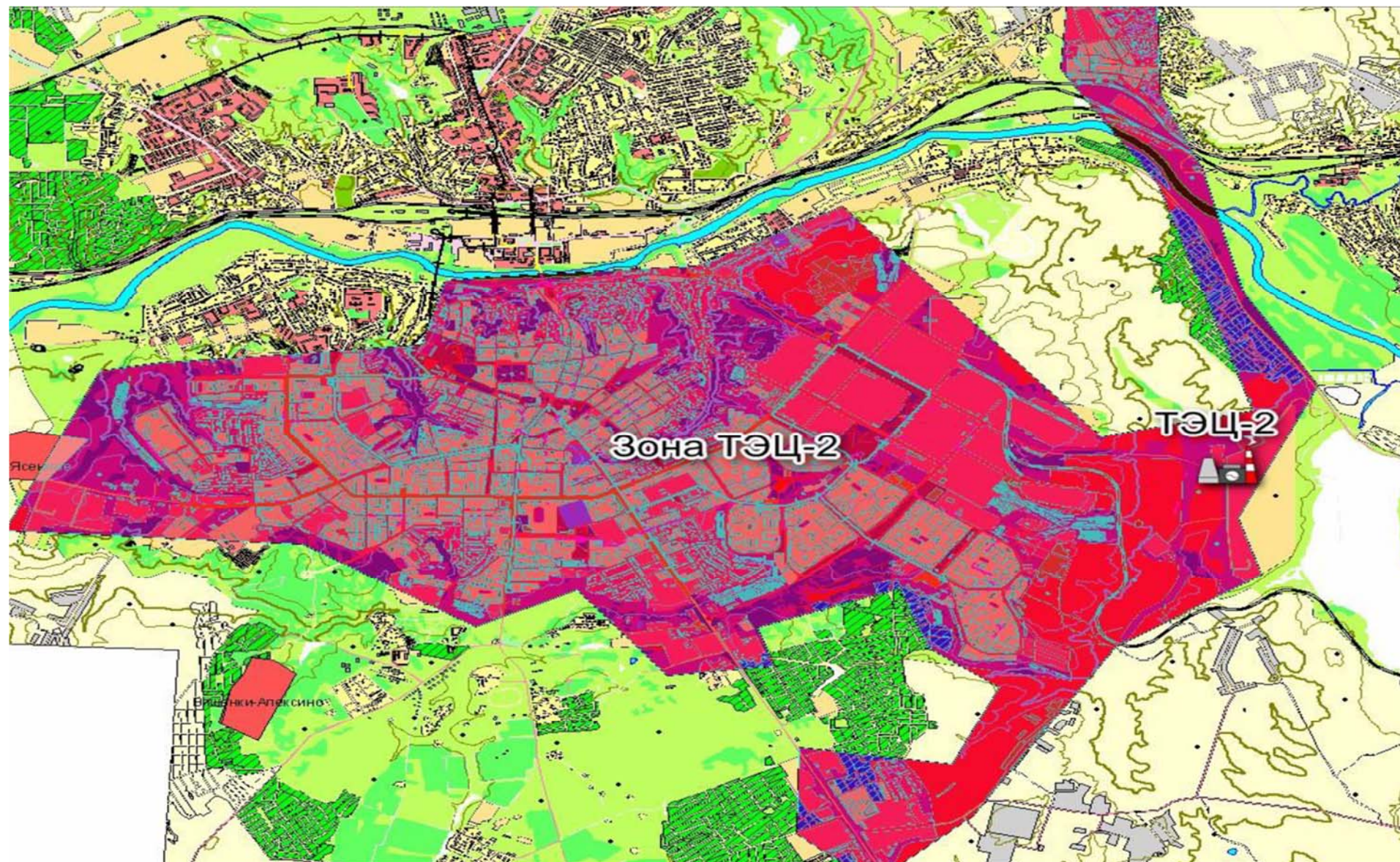


Рисунок 1.43 – зона действия ПП Смоленской ТЭЦ





Рисунок 1.44 – зона действия котельной ПП Смоленской ТЭС



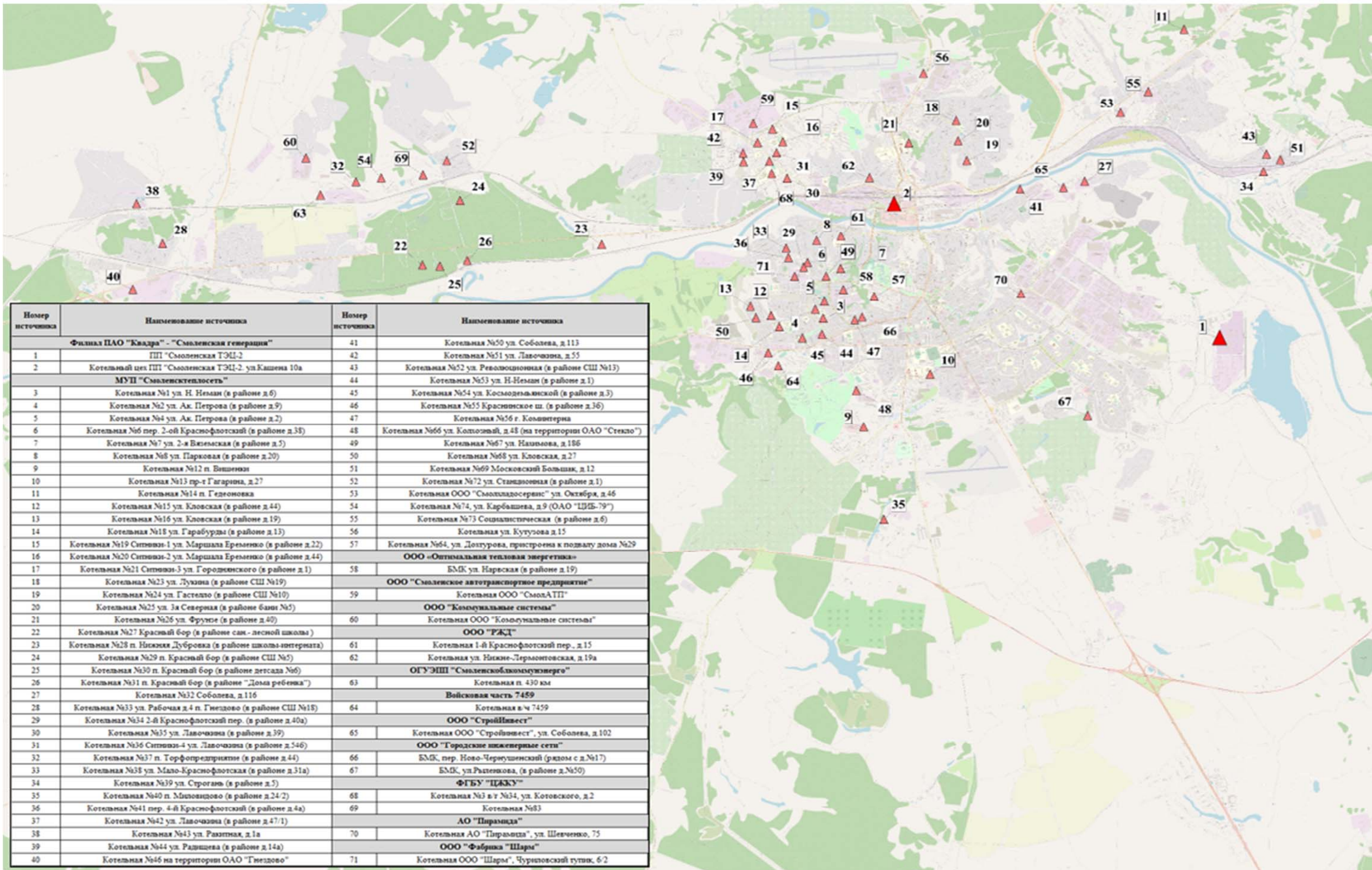


Рисунок 1.45 – Зоны действия прочих источников тепла котельных



Как видно, система теплоснабжения от Смоленской ТЭЦ-2 обеспечивает теплом около 70% тепловых нагрузок зоны централизованного теплоснабжения, или 45% всей тепловой нагрузки города Смоленска.

Система теплоснабжения котельного цеха Смоленской ТЭЦ-2 обеспечивает теплом 15% тепловых нагрузок зоны централизованного теплоснабжения, или около 10% всей тепловой нагрузки города Смоленска.

## 1.5 Раздел 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.

### 1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

В соответствии с СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» для города Смоленска, расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции на территории поселения составляет  $-25^{\circ}\text{C}$ . Средняя температура отопительного сезона составляет  $-2^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность отопительного сезона равна 209 дней.

Расчетные нагрузки потребителей в горячей воде приводятся в расчетных элементах территориального деления города Смоленска. За расчетные объекты территориального деления приняты планировочные районы, в соответствии с Генеральным планом.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) при расчетных температурах наружного воздуха основаны на анализе тепловых нагрузок потребителей, представленных теплоснабжающими организациями, и указаны в таблице 1.28.

**Таблица 1.28** – Объем спроса тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления

Планировочный район	Объем потребления тепловой энергии при расчетной температуре воздуха $-25^{\circ}\text{C}$ , средней температуре отопительного периода $-2^{\circ}\text{C}$ и продолжительности 209 суток					
	Отопление + вентиляция		ГВС <sub>ср.</sub>		Итого: $\Sigma$	
	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал
город Смоленск	<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>					
<b>Итого</b>	<b>507,7</b>	<b>1184476</b>	<b>53,8</b>	<b>389872</b>	<b>561,5</b>	<b>1574348</b>
город Смоленск	<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>					
<b>Итого</b>	<b>114,6</b>	<b>267458</b>	<b>8,5</b>	<b>61606,5</b>	<b>123,1</b>	<b>329064,5</b>
город Смоленск	<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>					
	4,865	11350	0,976	7073	5,84	18423
<b>Итого</b>	<b>4,87</b>	<b>11350,2</b>	<b>0,98</b>	<b>7072,77</b>	<b>5,84</b>	<b>18422,93</b>
город Смоленск	<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>					
	1,05	2454	0,00	0	1,05	2454
<b>Итого</b>	<b>1,05</b>	<b>2454,3</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1,05</b>	<b>2454,34</b>
город Смоленск	<b>ООО "Коммунальные системы"</b>					
	1,34	3126	0,18	1319	1,52	4445
<b>Итого</b>	<b>1,34</b>	<b>3126,25</b>	<b>0,18</b>	<b>1318,90</b>	<b>1,52</b>	<b>4445,15</b>
город Смоленск	<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>					
	1,94	4526	0,10	725	2,04	5251
	0,72	1675	0,30	2174	1,02	3849
<b>Итого</b>	<b>2,7</b>	<b>6201,2</b>	<b>0,4</b>	<b>2898,7</b>	<b>3,1</b>	<b>9099,9</b>
город Смоленск	<b>ОГУЭПП "Смоленсккоммунэнерго"</b>					
	0,97	2251	0,14	978	1,10	3230



Планировочный район	Объем потребления тепловой энергии при расчетной температуре воздуха -25°C, средней температуре отопительного периода -2°C и продолжительности 209 суток					
	Отопление + вентиляция		ГВС <sub>сер.</sub>		Итого: Σ	
	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал
<b>Итого</b>	<b>0,97</b>	<b>2251</b>	<b>0,14</b>	<b>978</b>	<b>1,10</b>	<b>3230</b>
город Смоленск	<b>Войсковая часть 7459</b>					
	1,87	4370	0,34	2442	2,21	6812
<b>Итого</b>	<b>1,87</b>	<b>4370</b>	<b>0,34</b>	<b>2442</b>	<b>2,21</b>	<b>6812</b>
город Смоленск	<b>ООО "Строй Инвест"</b>					
	0,33	765	0,00	0	0,33	765
<b>Итого</b>	<b>0,33</b>	<b>765</b>	<b>0,00</b>	<b>0</b>	<b>0,33</b>	<b>765</b>
город Смоленск	<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>					
	1,20	2800	0,32	2300	1,52	5100
	0,55	1276	0,29	2100	0,84	3377
<b>Итого</b>	<b>1,75</b>	<b>4076</b>	<b>0,61</b>	<b>4400,6</b>	<b>2,35</b>	<b>8476,6</b>
город Смоленск	<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>					
	7,66	17876	1,34	9740	9,01	27615
	1,35	3140	0,12	877	1,47	4017
<b>Итого</b>	<b>9,01</b>	<b>21015,9</b>	<b>1,47</b>	<b>10616,4</b>	<b>10,5</b>	<b>31632,3</b>
город Смоленск	<b>АО "Пирамида"</b>					
	0,25	576	0,00	0	0,25	576
<b>Итого</b>	<b>0,25</b>	<b>576,3</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>576,3</b>
город Смоленск	<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>					
	0,418	975	0,06	408	0,47	1383
<b>Итого</b>	<b>0,42</b>	<b>975,2</b>	<b>0,06</b>	<b>407,6</b>	<b>0,5</b>	<b>1382,8</b>
<b>Всего по городу Смоленск</b>	<b>646,8</b>	<b>1509096</b>	<b>66,5</b>	<b>481614</b>	<b>713,3</b>	<b>1990709</b>

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

Значения расчетных тепловых нагрузок, на коллекторах источников тепловой энергии, за 2019 год, определенные на основании договорных нагрузок, представлены в таблице 1.29.

**Таблица 1.29** – Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Потери в ТС	Расчетная нагрузка отопление + вентиляция	Расчетная нагрузка Q <sub>срГВС</sub>	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла		
					Отопление + вентиляция	Q <sub>срГВС</sub>	Итого: Σ
					Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>							
1	ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	17,28%	423,5	44,6	512,0	53,9	565,9
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	22,86%	84,2	9,20	109,2	11,9	121,1
<b>Итого:</b>		<b>17,6%</b>	<b>507,7</b>	<b>53,8</b>	<b>621,1</b>	<b>65,8</b>	<b>687,0</b>

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Потери в ТС	Расчетная нагрузка отопление + вентиляция	Расчетная нагрузка Q <sub>срГВС</sub>	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла		
					Отопление + вентиляция	Q <sub>срГВС</sub>	Итого: Σ
		%			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>							
3	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	8,09%	4,73	0,383	5,14	0,42	5,56
4	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	8,46%	2,52	0,221	2,75	0,24	2,99
5	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	19,34%	1,79	0,116	2,22	0,14	2,36
6	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	12,02%	1,44	0,165	1,63	0,19	1,82
7	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	13,48%	2,73	0,257	3,16	0,30	3,46
8	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	5,57%	0,55	0,028	0,58	0,03	0,61
9	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	14,55%	2,56	0,263	3,00	0,31	3,31
10	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	3,05%	4,34	0,481	4,47	0,50	4,97
11	Котельная №14, пос. Гедеоновка	18,57%	1,91	0,174	2,34	0,21	2,56
12	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	9,26%	1,69	0,224	1,86	0,25	2,11
13	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	14,23%	1,21	0,324	1,42	0,38	1,79
14	Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	13,68%	4,97	0,466	5,75	0,54	6,29
15	Котельная №19 Ситники- 1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	13,51%	2,61	0,325	3,02	0,38	3,39
16	Котельная №20 Ситники- 2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	11,07%	3,32	0,390	3,73	0,44	4,17
17	Котельная №21 Ситники- 3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	9,71%	10,056	0,758	11,14	0,84	11,98
18	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	4,51%	0,277	0,007	0,29	0,01	0,30

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Потери в ТС	Расчетная нагрузка отопление + вентиляция	Расчетная нагрузка Q <sub>срГВС</sub>	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла		
					Отопление + вентиляция	Q <sub>срГВС</sub>	Итого: Σ
		%			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
19	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	28,87%	0,802	0,000	1,13	0,00	1,13
20	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	40,22%	0,067	0,066	0,11	0,11	0,22
21	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	1,80%	0,000	0,066	0,00	0,07	0,07
22	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	28,84%	0,230	0,014	0,32	0,02	0,34
23	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	10,01%	0,440	0,037	0,49	0,04	0,53
24	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	20,04%	0,386	0,000	0,48	0,00	0,48
25	Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	8,72%	0,056	0,004	0,06	0,00	0,07
26	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	6,87%	0,125	0,027	0,13	0,03	0,16
27	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	20,34%	1,783	0,155	2,24	0,19	2,43
28	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	42,31%	0,899	0,003	1,56	0,00	1,56
29	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	16,85%	2,394	0,255	2,88	0,31	3,19
30	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	7,30%	2,140	0,250	2,31	0,27	2,58
31	Котельная №36 Ситники- 4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	8,05%	5,279	0,379	5,74	0,41	6,15
32	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	27,06%	0,677	0,284	0,93	0,39	1,32
33	Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	6,26%	2,663	0,000	2,84	0,00	2,84
34	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	6,25%	3,505	0,243	3,74	0,26	4,00

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Потери в ТС	Расчетная нагрузка отопление + вентиляция	Расчетная нагрузка Q <sub>срГВС</sub>	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла		
					Отопление + вентиляция	Q <sub>срГВС</sub>	Итого: Σ
		%			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
35	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	46,51%	0,911	0,000	1,70	0,00	1,70
36	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	16,66%	1,348	0,079	1,62	0,09	1,71
37	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	9,70%	0,954	0,043	1,06	0,05	1,10
38	Котельная №43 ул. Раkitная, д.1а	22,27%	0,644	0,015	0,83	0,02	0,85
39	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14- а)	21,17%	1,224	0,051	1,55	0,06	1,62
40	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	14,27%	7,219	0,122	8,42	0,14	8,56
41	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	10,54%	3,986	0,223	4,46	0,25	4,70
42	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	45,49%	0,000	0,038	0,00	0,07	0,07
43	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	30,00%	0,214	0,007	0,31	0,01	0,32
44	Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	5,75%	1,787	0,000	1,90	0,00	1,90
45	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	10,95%	2,933	0,006	3,29	0,01	3,30
46	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	8,79%	2,833	0,196	3,11	0,22	3,32
47	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	15,18%	2,055	0,052	2,42	0,06	2,48
48	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	9,22%	2,419	0,264	2,66	0,29	2,96
49	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	10,75%	3,904	0,048	4,37	0,05	4,43
50	Котельная №68 ул. Кловская, д.27	20,21%	0,618	0,074	0,77	0,09	0,87
51	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	48,24%	0,035	0,000	0,07	0,00	0,07
52	Котельная №72 ул.	17,25%	1,503	0,141	1,82	0,17	1,99

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Потери в ТС	Расчетная нагрузка отопление + вентиляция	Расчетная нагрузка Q <sub>срГВС</sub>	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла		
					Отопление + вентиляция	Q <sub>срГВС</sub>	Итого: Σ
		%			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
	Станционная (в районе д.1)						
53	Котельная ООО "Смолхладосервис", ул. Октября, д.46	40,17%	0,484	0,019	0,81	0,03	0,84
54	Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	16,56%	2,714	0,113	3,25	0,14	3,39
55	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	6,22%	8,423	0,629	8,98	0,67	9,65
56	Котельная ул. Кутузова д.15	11,80%	0,098	0,000	0,11	0,00	0,11
57	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	0,72%	0,195	0,017	0,20	0,02	0,21
<b>Итого:</b>		<b>12,24%</b>	<b>114,6</b>	<b>8,5</b>	<b>131,2</b>	<b>9,7</b>	<b>140,9</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>							
58	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	1,195%	4,865	0,976	4,92	0,99	5,91
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>							
59	Котельная ООО "СмолАТП"	15,0%	1,05	0,00	1,24	0,00	1,24
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>							
60	Котельная ООО "Коммунальные системы"	2,39%	1,34	0,182	1,37	0,19	1,56
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>							
61	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	2,50%	1,94	0,10	1,99	0,10	2,09
62	Котельная ул. Нижне- Лермонтовская, д.19а	4,86%	0,718	0,30	0,75	0,32	1,07
<b>Итого</b>		<b>3,15%</b>	<b>2,66</b>	<b>0,40</b>	<b>2,74</b>	<b>0,42</b>	<b>3,16</b>
<b>ОГУЭПШ "Смоленсккомунэнерго"</b>							
63	Котельная п. 430 км	0,37%	0,97	0,135	0,97	0,14	1,10
<b>Войсковая часть 7459</b>							
64	Котельная в/ч 7459	12,12%	1,87	0,337	2,13	0,38	2,51
<b>ООО "Строй Инвест"</b>							
65	Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	4,51%	0,328		0,34	0,00	0,34
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>							

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Потери в ТС	Расчетная нагрузка отопление + вентиляция	Расчетная нагрузка Q <sub>срГВС</sub>	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла		
					Отопление + вентиляция	Q <sub>срГВС</sub>	Итого: Σ
		%			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
66	БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)	0,96%	1,20	0,317	1,21	0,32	1,53
67	БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	2,54%	0,55	0,290	0,56	0,30	0,86
<b>Итого</b>		<b>1,72%</b>	<b>1,75</b>	<b>0,61</b>	<b>1,77</b>	<b>0,62</b>	<b>2,39</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>							
68	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	4,41%	7,66	1,344	8,02	1,41	9,42
69	Котельная №83	19,88%	1,35	0,121	1,68	0,15	1,83
<b>Итого</b>		<b>6,76%</b>	<b>9,01</b>	<b>1,47</b>	<b>9,70</b>	<b>1,56</b>	<b>11,25</b>
<b>АО "Пирамида"</b>							
70	Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	0,49%	0,25		0,25	0,00	0,25
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>							
71	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	1,09%	0,418	0,056	0,42	0,06	0,48
<b>Всего по источникам централизованного теплоснабжения</b>		<b>16,36%</b>	<b>646,8</b>	<b>66,4</b>	<b>778,2</b>	<b>79,9</b>	<b>858,0</b>

### 1.5.3 Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

В настоящее время в России большую популярность получает индивидуальное отопление. По сути своей это системы отопления, осуществляющие обогрев в отдельно взятом помещении (частном доме или квартире).

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в городских районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения; снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам. Также преимуществом подобных систем является большая гибкость настройки и малая инертность. При резком изменении погоды от момента запуска системы до прогрева помещения до расчетной температуры проходит в среднем от получаса до часа времени, хотя здесь многое зависит от типа используемого котла и способа циркуляции теплоносителя в системе.

В то же время автономные системы теплоснабжения имеют ряд неустранимых недостатков, к которым можно отнести:

- серьезное снижение надежности теплоснабжения;
- эксплуатация источников теплоснабжения персоналом не высокой квалификации, а иногда и жильцами (поквартирное отопление);
- не высокое качество теплоснабжения (в силу второго недостатка);
- повышенные уровни шума от основного и вспомогательного оборудования;
- зависимость от снабжения энергоресурсами: природным газом, электрической энергией и водой;
- отсутствие всякого рода резервирования энергетических ресурсов, любое отключение от систем водо-, электро- и газоснабжения приводит к аварийным ситуациям.

Серьезная проблема для поквартирного отопления – это вентиляция и дымоудаление. При установке в существующих многоквартирных домах котлов с закрытой камерой сгорания, возможно задувание продуктов сгорания в соседние квартиры. Существующие системы вентиляции не соответствуют нормативам по установке индивидуальных котлов.

Таким образом, установка поквартирного отопления возможна зачастую во вновь строящихся многоквартирных домах с предусмотренной проектом системой поквартирного отопления. Система индивидуального отопления может применяться только на отдельно стоящих зданиях и сооружениях.

Переоборудование существующих объектов, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, без значительных расходов на реализацию мероприятий по увеличению пропускной способности газотранспортной сети, реконструкции существующих систем вентиляции (в том числе систем удаления уходящих дымовых газов), без участия специализированных проектных, строительно-монтажных организаций, а также без согласования проектных решений, как со стороны собственников жилых и нежилых помещений и организаций выполнивших проект на указанный МКД, не допускается.

В настоящее время установка квартирных источников тепла запрещена в соответствии со статьей 14 пункта 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении".

Согласно закону Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении" запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников на территории поселения не зафиксировано. Это объясняется следующими причинами:

- на территории города повсеместно отсутствует газоснабжение, способное обеспечить потребление отопительных приборов жилых домов. Централизованное газоснабжение имеется только в виде привозного сжиженного газа, используемого лишь для хозяйственных нужд (использование газовыми плитками в жилых домах для приготовления еды);
- данный способ отопления эффективен лишь при низкой плотности тепловой нагрузки (менее 0,01 Гкал/га).

В соответствии с п. 93 Приказа Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 года. № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения», организация индивидуального, в том числе поквартирного теплоснабжения в блокированных жилых зданиях, рекомендуется разрабатывать

только в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями. Плотность тепловой нагрузки при этом меньше 0,01 Гкал/га.

Объекты с плотностью тепловой нагрузки выше 0,01 Гкал/га рекомендуется проектировать с учетом подключения к централизованному теплоснабжению. В случае, если строительство жилого дома находится вне зоны эффективного теплоснабжения существующих источников теплоснабжения, то необходимо предусмотреть строительство нового источника, в непосредственной близости от объекта (объектов) теплоснабжения.

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

В таблице 1.30 приводятся расчетные значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом в 2019 году по теплоснабжающим организациям.

**Таблица 1.30 – Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом.**

Планировочный район	Источники	Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления		
		отопительный период	неотопительный период	Всего за год
		Гкал	Гкал	Гкал
город Смоленск	<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>			
	ПП "Смоленская ТЭЦ-2	1094107	95831	1189938
	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	190797	17211	208008
<b>Итого</b>		<b>1284904</b>	<b>113042</b>	<b>1397946</b>
город Смоленск	<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>			
	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	12038	851	12889
	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	7350	555	7905
	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	4056	236	4293
	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	4210	395	4605
	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	7654	612	8266
	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	1296	61	1358
	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	6670	572	7242
	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	12541	1145	13686
	Котельная №14, пос. Гедеоновка	5669	442	6111
	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	5322	558	5880
	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	3603	615	4218
	Котельная №18 ул. Гарабурды,	11018	880	11898



Планировочный район	Источники	Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления		
		отопительный период	неотопительный период	Всего за год
		Гкал	Гкал	Гкал
	в районе д.13			
	Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	7679	767	8446
	Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	9729	929	10658
	Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	25560	1698	27259
	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	722	19	741
	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	1436	0	1436
	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	285	88	373
	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	490	218	707
	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	518	28	545
	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	1265	92	1358
	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	738	0	738
	Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	148	9	157
	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	578	86	664
	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	4236	317	4554
	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	1680	5	1685
	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	5846	518	6363
	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	5708	542	6251
	Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	11634	741	12375
	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	988	217	1205
	Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	5013	0	5013
	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	7934	490	8424

Планировочный район	Источники	Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления		
		отопительный период	неотопительный период	Всего за год
		Гкал	Гкал	Гкал
	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	1893	0	1893
	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	2796	150	2946
	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	2438	103	2540
	Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	1529	34	1564
	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	2695	106	2801
	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	21586	363	21949
	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	8111	415	8526
	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	207	92	300
	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	471	14	485
	Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	5149	0	5149
	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	7255	15	7271
	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	5209	322	5531
	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	3952	98	4050
	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	6149	554	6703
	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	9476	117	9593
	Котельная №68 ул. Кловская, д.27	1515	147	1662
	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	72	0	72
	Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	3910	313	4222
	Котельная ООО "Смолхладосервис", ул. Октября, д.46	894	34	928
	Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	5296	208	5504
	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе	21943	1445	23388

Планировочный район	Источники	Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления		
		отопительный период	неотопительный период	Всего за год
		Гкал	Гкал	Гкал
	дома № 6			
	Котельная ул. Кутузова д.15	422	0	422
	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	966	73	1039
<b>Итого</b>		<b>287549</b>	<b>18288</b>	<b>305837</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>				
город Смоленск	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	13249	1876	15125
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>				
город Смоленск	Котельная ООО "СМОЛАТП"	1029	0	1029
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>				
город Смоленск	Котельная ООО "Коммунальные системы"	4891	523	5414
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>				
город Смоленск	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	3645	174	3819
	Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а	1156	254	1410
<b>Итого</b>		<b>4801,6</b>	<b>427,4</b>	<b>5229,0</b>
<b>ОГУЭПП "Смоленсккоммунэнерго"</b>				
город Смоленск	Котельная п. 430 км	2407	263	2670
<b>Войсковая часть 7459</b>				
город Смоленск	Котельная в/ч 7459	4956	651	5607
<b>ООО "Строй Инвест"</b>				
город Смоленск	Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	657	0	657
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>				
город Смоленск	БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)	1590	270	1860
	БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	1353	332	1685
<b>Итого</b>		<b>2943,2</b>	<b>601,9</b>	<b>3545,1</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>				
город Смоленск	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	14091	1817	15908
	Котельная №83	2211	170	2381
<b>Итого</b>		<b>16301,6</b>	<b>1987,6</b>	<b>18289</b>
<b>АО "Пирамида"</b>				
город Смоленск	Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	4091	0	4091
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>				
город Смоленск	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	35586	3776	39362
<b>Всего по городу Смоленск</b>		<b>1663365</b>	<b>141436</b>	<b>1804801</b>

### 1.5.5 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.

Согласно постановлению Главы города Смоленска от 09.10.2007 №509 (с изменением от 27.01.2010 №18) и Департамента Смоленской области по энергетике, тарифной политике от 24.08.2012 № 50 с 01.09.2012 утверждены нормативы потребления коммунальных услуг по водоснабжению на холодную воду в размере 0,02 м<sup>3</sup> в месяц, на горячую воду 0,01 м<sup>3</sup> в месяц на 1 м<sup>2</sup> общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме. Нормативы потребления коммунальных услуг по водоснабжению в жилых помещениях для населения, представлены в таблице 1.31.

**Таблица 1.31 – Нормативы потребления коммунальных услуг по водоснабжению**

Степень благоустройства	Водоснабжение куб. м в месяц на 1 чел.		
	Всего	в том числе:	
		горячее водоснабжение	холодное водоснабжение
	с 01.09.2012	с 01.09.2012	с 01.09.2012
Степень благоустройства многоквартирных и жилых домов			
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение с ваннами длиной от 1500 до 1700 мм, оборудованными душем	8,4	3,92	4,48
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение с сидячими ваннами длиной 1200 мм, оборудованными душем	8,09	3,77	4,32
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, душ	7,33	3,01	4,32
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, без ванны и душа	3,99	1,19	2,8
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, без ванны, с газоснабжением	3,26		3,26
Холодное водоснабжение	1,89		1,89
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, без ванны, без газоснабжения	3,1		3,1
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, ванна, водонагреватель, работающий на твердом топливе	5,23		5,23
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, ванна, газовый или электрический водонагреватель	6,6		6,6
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее душ в каждом блоке (общежитие)	4,14	1,8	2,34
Холодное водоснабжение,	3,68	1,49	2,19

Степень благоустройства	Водоснабжение куб. м в месяц на 1 чел.		
	Всего	в том числе:	
		горячее водоснабжение	холодное водоснабжение
с 01.09.2012	с 01.09.2012	с 01.09.2012	
централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение душ на этаже (общежитие)			
Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, без ванн и душа (общежитие)	2,31	0,73	1,58

Согласно постановлению Главы города Смоленска от 09.10.2007 № 509 (с изменением от 27.01.2010 № 18) и Департамента Смоленской области по энергетике, тарифной политике от 31.08.2012 № 82 норматив потребления тепловой энергии для населения, при отсутствии коллективных (общедомовых) и индивидуальных приборов учета, представлен в таблице 1.32.

**Таблица 1.32 – Нормативы потребления тепловой энергии**

№ п/п	Этажность дома, эт.	Единица измерения	Норматив на отопления *
<i>Жилые дома до 1999 года постройки включительно</i>			
1.	1-4	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0154
2.	5-14	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0152
<i>Жилые дома после 1999 года постройки</i>			
3.	5-10	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0071
<i>Общежития до 1999 года постройки включительно</i>			
4.	1-11	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0154
* Норматив отопления рассчитан в равных долях в течение двенадцати месяцев с учетом необходимого количества тепловой энергии в отопительный период.			

### **1.5.6 Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения**

Информация по значениям тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения отсутствует, представлены в разделе 1.5.1.

### **1.5.7 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

Информация по значениям договорных тепловых нагрузок отсутствует. Договорные тепловые нагрузки соответствует расчетным нагрузкам.

### **1.5.8 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной схемы теплоснабжения изменение тепловой нагрузки источников тепла не зафиксировано.

## 1.6 Раздел 5. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

### 1.6.1 Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.

Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

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

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

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

Для оценки текущего состояния развития источников тепловой энергии и проверки достаточности установленной мощности для покрытия тепловых нагрузок, проведен расчет баланса тепловых нагрузок и мощности по каждому источнику теплоснабжения. На основе этих данных были сформированы балансы тепловой мощности по каждому источнику тепловой энергии. Тепловая нагрузка внешних потребителей в горячей воде для составления баланса тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии определена согласно п.6.1.3. «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» по формуле:

$$Q_{p,гв}^{BH} = \sum_{i=1}^I (Q_{o,p} + Q_{в,p} + Q_{гвс,p} + Q_{техн,p})_i$$

где I – количество теплоиспользующих установок отдельно стоящих потребителей, присоединенных к тепловым сетям;

$Q_{(o,p,i)}$  – тепловая нагрузка отопления (тепловая мощность теплоиспользующих установок отопления) i-ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{(в,p,i)}$  – тепловая нагрузка вентиляции (тепловая мощность теплоиспользующих установок вентиляции) i-ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{(гвс,p,i)}$  – тепловая нагрузка горячего водоснабжения (тепловая мощность теплоиспользующих установок горячего водоснабжения) i-ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{(техн,p,i)}$  – тепловая нагрузка на технологические нужды (тепловая мощность технологических теплоиспользующих установок в горячей воде) i-ого внешнего потребителя, Гкал/ч.

Структура балансов источников централизованного теплоснабжения поселения, для договорных тепловых нагрузок сведены в таблицу 1.33.

**Таблица 1.33** – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки источников централизованного теплоснабжения.

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Установленная тепловая мощность	Располагаемая тепловая мощность	Расход тепла на собственные и хоз. нужды		Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка
		Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>									
1	ПП "Смоленская ТЭЦ-2	774,0	774,0	0,215%	1,666	772,3	17,28%	101,18	484,4
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	167,6	167,6	0,77%	1,28	166,3	22,86%	30,02	101,3
<b>Итого:</b>		<b>941,6</b>	<b>941,6</b>	<b>0,30%</b>	<b>2,83</b>	<b>938,8</b>	<b>17,6%</b>	<b>124,67</b>	<b>585,7</b>
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>									
3	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	12	7,01	2,2%	0,155	6,86	8,09%	0,45	5,108
4	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	6,0	3,573	2,2%	0,079	3,49	8,46%	0,25	2,740
5	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	5,0	2,944	2,2%	0,065	2,88	19,34%	0,46	1,905
6	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	6,00	2,287	2,2%	0,051	2,24	12,02%	0,22	1,603
7	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	9,20	4,567	2,2%	0,101	4,47	13,48%	0,47	2,991
8	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	3	1,821	2,2%	0,040	1,78	5,57%	0,03	0,579
9	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	7,98	5,69	2,2%	0,126	5,56	14,55%	0,48	2,825
10	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	6,713	5,675	2,2%	0,125	5,55	3,05%	0,15	4,818
11	Котельная №14, пос. Геденоновка	4,54	3,968	2,2%	0,088	3,88	18,57%	0,48	2,083
12	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	8,5	4,055	2,2%	0,090	4,0	9,26%	0,20	1,914

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Установленная тепловая мощность	Располагаемая тепловая мощность	Расход тепла на собственные и хозяйственные нужды		Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка
		Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч
13	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	4,0	1,941	2,2%	0,043	1,898	14,23%	0,26	1,538
14	Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	13,5	8,019	2,2%	0,177	7,84	13,68%	0,86	5,431
15	Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	8,0	5,523	2,2%	0,122	5,40	13,51%	0,46	2,935
16	Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	8,0	4,276	2,2%	0,095	4,18	11,07%	0,46	3,708
17	Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	23,1	19,174	2,2%	0,424	18,75	9,71%	1,16	10,815
18	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	6,00	0,807	2,2%	0,018	0,79	4,51%	0,01	0,284
19	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	6,0	2,045	2,2%	0,045	2,00	28,87%	0,33	0,802
20	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	2,0	1,669	2,3%	0,039	1,63	40,22%	0,09	0,133
21	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	1,28	0,983	0,2%	0,002	0,98	1,80%	0,00	0,066
22	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	1,5	0,592	0,4%	0,002	0,59	28,84%	0,10	0,244
23	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	4,0	1,766	0,09%	0,002	1,76	10,01%	0,05	0,477
24	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	2,0	0,7	2,2%	0,015	0,67	20,04%	0,10	0,386
25	Котельная №30 пос. Красный	2,0	0,227	0,58%	0,001	0,23	8,72%	0,01	0,060



№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Установленная тепловая мощность	Располагаемая тепловая мощность	Расход тепла на собственные и хозяйственные нужды		Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка
		Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч
	Бор, в районе детского сада № 6								
26	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	3,0	0,487	0,3%	0,001	0,49	6,87%	0,01	0,151
27	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	4,06	2,45	2,2%	0,054	2,40	20,34%	0,49	1,938
28	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СИИ №18)	4,0	2,315	2,2%	0,051	2,26	42,31%	0,66	0,902
29	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	6,0	3,625	2,2%	0,080	3,54	16,85%	0,54	2,649
30	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	5,99	5,36	2,2%	0,118	5,24	7,30%	0,19	2,389
31	Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	8,13	7,533	2,2%	0,166	7,37	8,05%	0,50	5,658
32	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	3,0	0,773	2,2%	0,017	0,76	27,06%	0,36	0,961
33	Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	6,0	2,61	0,9%	0,024	2,59	6,26%	0,18	2,663
34	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	6,0	3,10	2,2%	0,068	3,03	6,25%	0,25	3,748
35	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	5,0	2,74	2,2%	0,060	2,68	46,51%	0,79	0,911
36	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	5,0	2,33	2,2%	0,052	2,28	16,66%	0,29	1,427
37	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	4,0	2,22	2,2%	0,049	2,17	9,70%	0,11	0,997

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Установленная тепловая мощность	Располагаемая тепловая мощность	Расход тепла на собственные и хозяйственные нужды		Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка
		Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч
38	Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	3,44	1,62	2,2%	0,036	1,58	22,27%	0,19	0,659
39	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	3,00	1,57	2,2%	0,035	1,54	21,17%	0,34	1,275
40	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	24,88	14,90	2,2%	0,326	14,58	14,27%	1,22	7,341
41	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	15,43	8,75	2,2%	0,193	8,55	10,54%	0,50	4,209
42	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	3,11	1,34	2,2%	0,030	1,31	45,49%	0,03	0,038
43	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	1,29	1,03	0,2%	0,002	1,02	30,00%	0,09	0,221
44	Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	3,99	2,11	2,2%	0,047	2,06	5,75%	0,11	1,787
45	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	8,60	4,05	1,9%	0,078	3,97	10,95%	0,36	2,939
46	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	5,50	5,50	2,2%	0,122	5,38	8,79%	0,29	3,029
47	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	3,97	3,32	2,2%	0,073	3,24	15,18%	0,38	2,107
48	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	5,16	4,72	1,0%	0,047	4,67	9,22%	0,27	2,683
49	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	7,98	5,61	2,2%	0,124	5,49	10,75%	0,48	3,952
50	Котельная №68 ул. Кловская,	1,38	1,77	1,0%	0,018	1,75	20,21%	0,18	0,692

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Установленная тепловая мощность	Располагаемая тепловая мощность	Расход тепла на собственные и хозяйственные нужды		Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка
		Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч
	д.27								
51	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	0,86	0,67	2,2%	0,015	0,66	48,24%	0,03	0,035
52	Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	2,58	2,34	2,3%	0,055	2,29	17,25%	0,34	1,644
53	Котельная ООО "Смохладосервис", ул. Октября, д.46	1,72	1,51	2,2%	0,033	1,48	40,17%	0,34	0,504
54	Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	7,26	6,23	2,2%	0,138	6,09	16,56%	0,56	2,827
55	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	14,96	14,85	2,2%	0,328	14,52	6,22%	0,60	9,052
56	Котельная ул. Кутузова д.15	0,43	0,42	1,07%	0,005	0,42	11,80%	0,01	0,098
57	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	0,95	0,89	1,02%	0,009	0,88	0,72%	0,00	0,212
<b>Итого:</b>		<b>327,0</b>	<b>208,0</b>	<b>2,12%</b>	<b>4,412</b>	<b>203,59</b>	<b>12,24%</b>	<b>17,14</b>	<b>122,9</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>									
58	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	10,75	9,85	1,18%	0,116	9,74	1,195%	0,07	5,841
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>									
59	Котельная ООО "СмоЛАТП"	3,0	1,882	3,00%	0,056	1,83	15,0%	0,19	1,052
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>									
60	Котельная ООО "Коммунальные системы"	2,30	2,26	2,21%	0,050	2,21	2,39%	0,04	1,522
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>									
61	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	4,816	4,613	5,75%	0,265	4,35	2,50%	0,05	2,040
62	Котельная ул. Нижне-	1,72	1,62	11,84%	0,192	1,43	4,86%	0,05	1,018

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Установленная тепловая мощность	Располагаемая тепловая мощность	Расход тепла на собственные и хозяйственные нужды		Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка
		Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч
	Лермонтовская, д.19а								
	<b>Итого</b>	<b>6,536</b>	<b>6,23</b>	7,50%	0,468	5,8	3,15%	0,10	<b>3,06</b>
<b>ОГУЭПП "Смоленсккоммунэнерго"</b>									
63	Котельная п. 430 км	2,06	1,98	2,15%	0,043	1,94	0,37%	0,00	1,100
<b>Войсковая часть 7459</b>									
64	Котельная в/ч 7459	7,74	7,20	2,21%	0,159	7,04	12,12%	0,30	2,210
<b>ООО "Строй Инвест"</b>									
65	Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	1,29	1,10	1,01%	0,011	1,09	4,51%	0,02	0,328
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>									
66	БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)	6,88	6,62	2,65%	0,176	6,44	0,96%	0,01	1,517
67	БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	6,19	4,966	2,20%	0,109	4,86	2,54%	0,02	0,837
	<b>Итого</b>	<b>13,072</b>	<b>11,59</b>	2,43%	0,282	11,3	1,72%	0,04	<b>2,35</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>									
68	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	15,57	13,98	1,41%	0,198	13,78	4,41%	0,42	9,006
69	Котельная №83	5,16	3,68	2,52%	0,093	3,59	19,88%	0,36	1,467
	<b>Итого</b>	<b>20,726</b>	<b>17,66</b>	1,58%	0,279	17,4	6,76%	0,76	<b>10,47</b>
<b>АО "Пирамида"</b>									
70	Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	5,16	3,80	1,06%	0,040	3,76	0,49%	0,00	0,247
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>									
71	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	10,3	10,24	2,30%	0,321	13,62	1,09%	0,01	0,474
	<b>Всего по источникам централизованного теплоснабжения</b>	<b>1351,5</b>	<b>1223,4</b>	0,727%	<b>9,04</b>	<b>1214,4</b>	16,36%	<b>143,3</b>	<b>737,3</b>

**1.6.2 Анализ резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.**

В таблице 1.34 приведена структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику централизованного теплоснабжения для города Смоленска. Расчет резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии был произведен на основании представленных данных теплоснабжающими организациями. Показатели расхода тепла на собственные нужды и потерь в тепловых сетях взяты по данным базового 2019 года.

**Таблица 1.34 – Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии**

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности котельной, нетто	
		Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>							
1	ПП "Смоленская ТЭЦ-2	772,3	17,28%	101,18	484,4	186,8	24,18%
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	166,3	22,86%	30,02	101,3	35,0	21,04%
<b>Итого:</b>		938,8	17,6%	124,67	<b>585,7</b>	228,4	24,33%
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>							
3	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	6,86	8,09%	0,45	5,108	1,297	18,92%
4	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	3,49	8,46%	0,25	2,740	0,501	14,33%
5	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	2,88	19,34%	0,46	1,905	0,517	17,97%
6	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	2,24	12,02%	0,22	1,603	0,415	18,54%
7	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	4,47	13,48%	0,47	2,991	1,009	22,58%
8	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	1,78	5,57%	0,03	0,579	1,167	65,56%
9	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	5,56	14,55%	0,48	2,825	2,254	40,54%
10	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	5,55	3,05%	0,15	4,818	0,580	10,45%
11	Котельная №14, пос. Гедеоновка	3,88	18,57%	0,48	2,083	1,322	34,06%
12	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	4,0	9,26%	0,20	1,914	1,856	46,81%

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности котельной, нетто	
		Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
13	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	1,898	14,23%	0,26	1,538	0,105	5,52%
14	Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	7,84	13,68%	0,86	5,431	1,549	19,76%
15	Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	5,40	13,51%	0,46	2,935	2,008	37,17%
16	Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	4,18	11,07%	0,46	3,708	0,012	0,29%
17	Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	18,75	9,71%	1,16	10,815	6,772	36,12%
18	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	0,79	4,51%	0,01	0,284	0,492	62,31%
19	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	2,00	28,87%	0,33	0,802	0,872	43,61%
20	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	1,63	40,22%	0,09	0,133	1,408	86,37%
21	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	0,98	1,80%	0,00	0,066	0,913	93,16%
22	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	0,59	28,84%	0,10	0,244	0,247	41,94%
23	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровка, в районе школы-интерната	1,76	10,01%	0,05	0,477	1,234	69,96%
24	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	0,67	20,04%	0,10	0,386	0,185	27,68%
25	Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	0,23	8,72%	0,01	0,060	0,160	71,04%
26	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	0,49	6,87%	0,01	0,151	0,323	66,54%
27	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	2,40	20,34%	0,49	1,938	-0,037	-1,55%
28	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	2,26	42,31%	0,66	0,902	0,701	30,97%
29	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	3,54	16,85%	0,54	2,649	0,359	10,13%

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности котельной, нетто	
		Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
30	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	5,24	7,30%	0,19	2,389	2,664	50,83%
31	Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	7,37	8,05%	0,50	5,658	1,213	16,46%
32	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	0,76	27,06%	0,36	0,961	-0,562	-74,34%
33	Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	2,59	6,26%	0,18	2,663	-0,256	-9,90%
34	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	3,03	6,25%	0,25	3,748	-0,970	-32,04%
35	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	2,68	46,51%	0,79	0,911	0,972	36,34%
36	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	2,28	16,66%	0,29	1,427	0,570	24,98%
37	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	2,17	9,70%	0,11	0,997	1,065	49,10%
38	Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	1,58	22,27%	0,19	0,659	0,734	46,39%
39	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	1,54	21,17%	0,34	1,275	-0,082	-5,31%
40	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	14,58	14,27%	1,22	7,341	6,013	41,25%
41	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	8,55	10,54%	0,50	4,209	3,848	44,99%
42	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	1,31	45,49%	0,03	0,038	1,241	94,72%
43	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	1,02	30,00%	0,09	0,221	0,707	69,18%
44	Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	2,06	5,75%	0,11	1,787	0,166	8,07%
45	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	3,97	10,95%	0,36	2,939	0,669	16,85%
46	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	5,38	8,79%	0,29	3,029	2,057	38,25%
47	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	3,24	15,18%	0,38	2,107	0,758	23,39%
48	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на	4,67	9,22%	0,27	2,683	1,718	36,76%

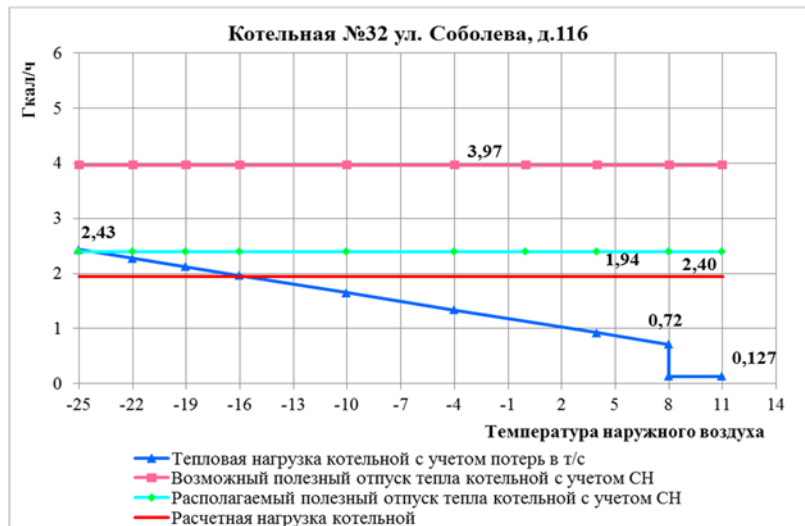
№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности котельной, нетто	
		Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
	территории ОАО "Стекло")						
49	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	5,49	10,75%	0,48	3,952	1,058	19,28%
50	Котельная №68 ул. Кловская, д.27	1,75	20,21%	0,18	0,692	0,886	50,53%
51	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	0,66	48,24%	0,03	0,035	0,589	89,70%
52	Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	2,29	17,25%	0,34	1,644	0,298	13,05%
53	Котельная ООО "Смохладосервис", ул. Октября, д.46	1,48	40,17%	0,34	0,504	0,638	43,10%
54	Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	6,09	16,56%	0,56	2,827	2,700	44,35%
55	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	14,52	6,22%	0,60	9,052	4,872	33,55%
56	Котельная ул. Кутузова д.15	0,42	11,80%	0,01	0,098	0,304	73,26%
57	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	0,88	0,72%	0,00	0,212	0,662	75,62%
<b>Итого:</b>		203,59	12,24%	17,14	<b>122,9</b>	63,52	31,20%
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>							
58	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	9,74	1,195%	0,07	5,841	3,825	39,28%
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>							
59	Котельная ООО "СмолАТП"	1,83	15,0%	0,19	1,052	0,588	32,20%
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>							
60	Котельная ООО "Коммунальные системы"	2,21	2,39%	0,04	1,522	0,651	29,45%
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>							
61	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	4,35	2,50%	0,05	2,040	2,255	51,87%
62	Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а	1,43	4,86%	0,05	1,018	0,358	25,08%
<b>Итого</b>		5,8	3,15%	0,10	<b>3,06</b>	2,61	45,23%
<b>ОГУЭПП "Смоленсккомунэнерго"</b>							
63	Котельная п. 430 км	1,94	0,37%	0,00	1,100	0,835	43,07%
<b>Войсковая часть 7459</b>							
64	Котельная в/ч 7459	7,04	12,12%	0,30	2,210	4,522	64,26%
<b>ООО "Строй Инвест"</b>							
65	Котельная ООО "Стройинвест", ул.	1,09	4,51%	0,02	0,328	0,744	68,43%



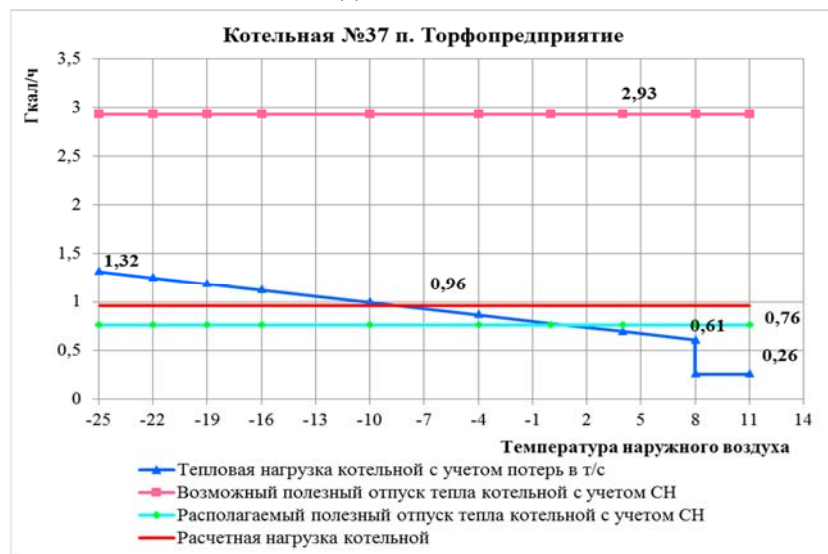
№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность источника тепла нетто	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности котельной, нетто	
		Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
	Соболева, д.102						
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>							
66	БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)	6,44	0,96%	0,01	1,517	4,912	76,23%
67	БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	4,86	2,54%	0,02	0,837	3,998	82,32%
<b>Итого</b>		11,3	1,72%	0,04	<b>2,35</b>	8,908	78,81%
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>							
68	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	13,78	4,41%	0,42	9,006	4,361	31,64%
69	Котельная №83	3,59	19,88%	0,36	1,467	1,756	48,96%
<b>Итого</b>		17,4	6,76%	0,76	<b>10,47</b>	6,149	35,38%
<b>АО "Пирамида"</b>							
70	Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	3,76	0,49%	0,00	0,247	3,51	93,39%
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>							
71	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	9,95	2,36%	0,01	0,474	9,47	95,12%
<b>Всего по источникам централизованного теплоснабжения</b>		<b>1214,4</b>	16,36%	<b>143,3</b>	<b>737,3</b>	332,91	27,41%

Анализ представленного материала показывает, что имеется дефицит тепловой мощности нетто на котельных МУП "Смоленсктеплосеть", а именно котельная №32 ул. Соболева, д.116, котельная №37 п. Торфопредприятие, котельная №38 ул. Мало-Краснофлотская, котельная №39 ул. Строгань и котельная №44 ул. Радищева.

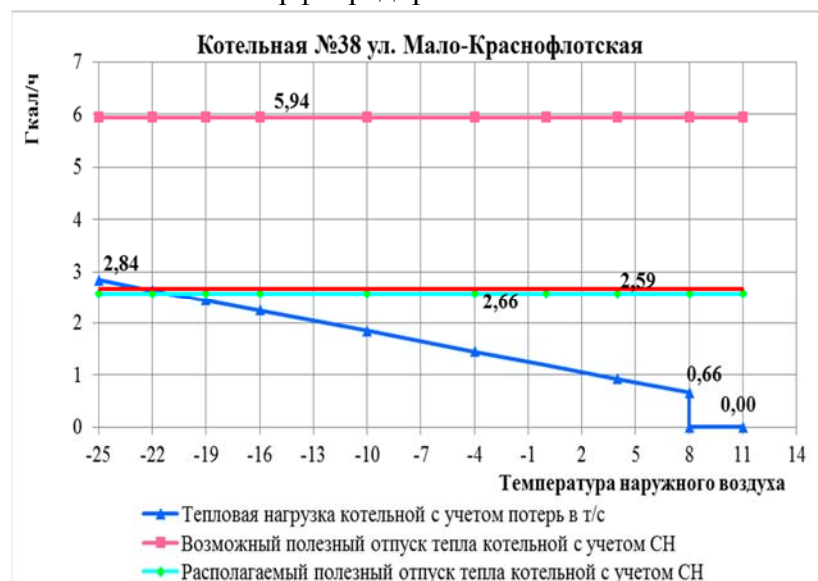
Для наглядности, в графическом виде на рисунках 1.46 - 1.50, приведены требуемые графики необходимой тепловой загруженности котельных, имеющих дефицит тепловой мощности нетто.



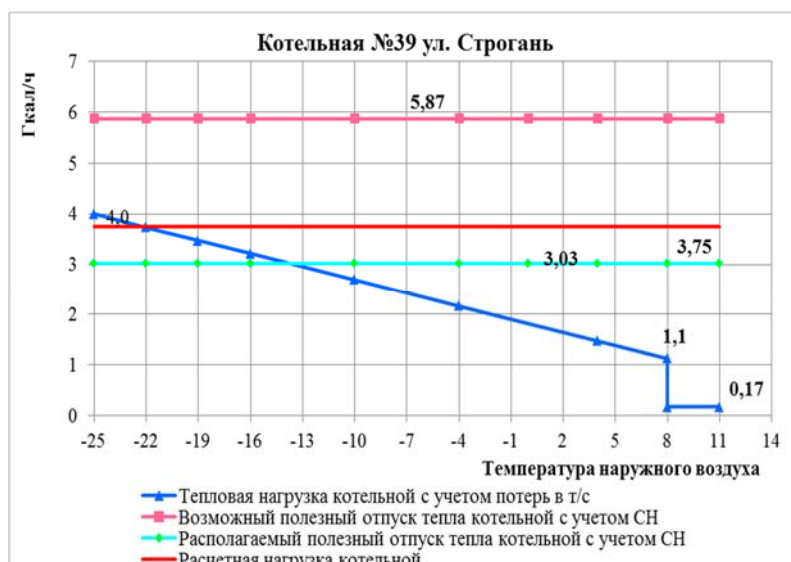
**Рисунок 1.46** – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №32 ул. Соболева, д.116



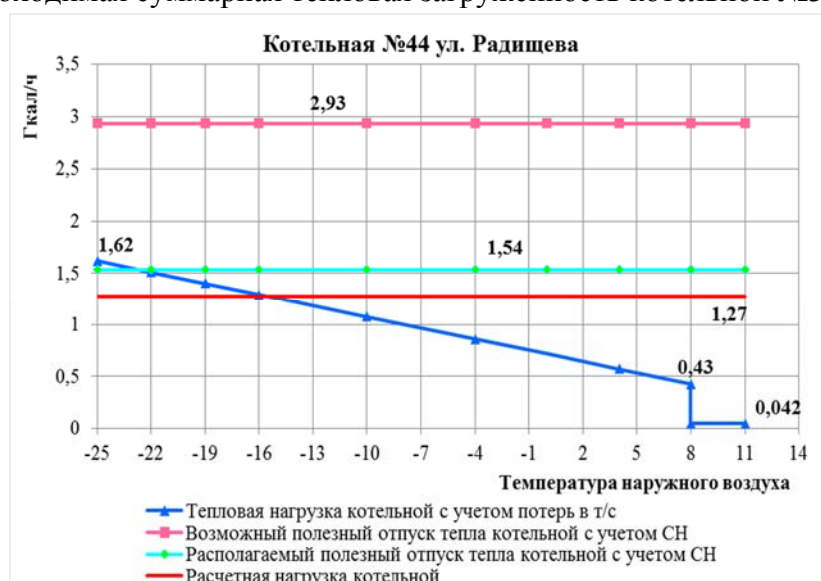
**Рисунок 1.47** – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №37 п. Торфопредприятие



**Рисунок 1.48** – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №38 ул. Мало-Краснофлотская



**Рисунок 1.49** – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №39 ул. Строгань



**Рисунок 1.50** – Необходимая суммарная тепловая загруженность котельной №44 ул. Радищева

Из представленных рисунков видно, что дефицит тепловой мощности котельных начинается ниже диапазона температур наружного воздуха:

1. Для котельной №32 ул. Соболева, д.116 ниже  $-23\div-24^{\circ}\text{C}$ .
2. Для котельной №37 п. Торфопредприятие ниже  $0\div-1^{\circ}\text{C}$ .
3. Для котельной №38 ул. Мало-Краснофлотская ниже  $-21\div-22^{\circ}\text{C}$ .
4. Для котельной №39 ул. Строгань ниже  $-13\div-14^{\circ}\text{C}$ .
5. Для котельной ул. Радищева ниже  $-21\div-22^{\circ}\text{C}$ .

Анализ представленного материала показывает, что дефицит тепловой мощности для котельных обусловлен в основном, за счет превышения расчетной тепловой нагрузки потребителей располагаемой мощности котельных.

Здесь следует отметить, что устранение существенной разницы между установленной и располагаемой мощностью котельных снимет ограничение тепловой мощности котельных.

### **1.6.3 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.**

При расчёте гидравлического режима тепловой сети решаются следующие задачи:

- 1) определение диаметров трубопроводов;
- 2) определение падения давления-напора;
- 3) определение действующих напоров в различных точках сети;
- 4) определение допустимых давлений в трубопроводах при различных режимах работы и состояниях теплосети.

При проведении гидравлических расчетов используются схемы и геодезический профиль теплотрассы, с указанием размещения источников теплоснабжения, потребителей теплоты и расчетных нагрузок.

При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в тепловой сети пользуются пьезометрическими графиками. По ним нетрудно определить напор (давление) и располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы.

1. Давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допустимого рабочего давления в местных системах.

2. Давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления.

3. Давление в обратной магистрали во избежание образования вакуума не должно быть ниже 0,05-0,1 МПа (5-10 м вод. ст.).

4. Давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже 0,05 МПа (5 м вод. ст.).

5. Давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя.

6. Располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.

7. В летний период давление в подающей и обратной магистрали принимают больше статического давления в системе ГВС.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в Zulu Thermo 8.0. Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения гидравлических расчетов для различных сценариев развития системы теплоснабжения города Смоленска. Результаты расчета представлены в пьезометрических графиках, построенных на основании расчета, для участков тепловых сетей от источников тепла до наиболее удаленного потребителя, в п. 1.3.5.

Из анализа пьезометрических графиков (см. п.1.3.5.) следует вывод, что существующие системы теплоснабжения, напоры и расходы теплоносителя в тепловых сетях от источников тепла до потребителей способны обеспечивать потребителей тепловой энергией требуемого качества и в нужном количестве. В целом гидравлические режимы тепловых сетей, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, можно охарактеризовать как удовлетворительные. Дефициты по пропускной способности тепловых сетей отсутствуют, а резервы по пропускной способности достаточны для удовлетворения текущих потребностей города Смоленска.

#### **1.6.4 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.**

Дефицит тепловой энергии – технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки. Дефицит тепловой мощности имеет двойственную природу - при отсутствии приборного учёта потребленного тепла его количество определяется по проектным данным, которые часто значительно завышены. После установки узлов учёта тепловой энергии у потребителей расчётный дефицит снижается до реального нуля.

Основные причины возникновения дефицита тепловой мощности:

- недостаточно тепловой мощности тепловых источников (котельных);
- подключение новых потребителей, не обеспеченных мощностями на источнике теплоснабжения;
- разбалансировка системы теплоснабжения;
- большие потери в тепловых сетях.

Последствия имеющегося дефицита тепловой мощности котельных практически невозможно оценить и проверить, поскольку отсутствие приборов учета тепловой энергии у потребителей, не стимулирует теплоснабжающую организацию к приведению системы теплоснабжения в соответствие с нормативными требованиями.

Дефициты тепловой мощности котельных в города Смоленска и анализ причин их возникновения приведены в п/п 1.5.2.

Дефициты тепловой мощности на тепловых источниках города Смоленска приводят к ухудшению качества теплоснабжения потребителей при расчетных и близких к ним температурах наружного воздуха.

#### **1.6.5 Резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.**

Резервы (дефициты) тепловой мощности нетто источников тепловой энергии города Смоленска представлены в п/п 1.5.2.

Возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности в зоны действия с дефицитом тепловой мощности в городе Смоленске практически отсутствуют. Это связано с отсутствием значительных резервов на источниках тепла и с разбросанностью и оторванностью друг от друга локальных участков тепловых сетей, что создает проблемы по резервированию тепловых мощностей в случаях серьезных повреждений на участках теплотрассы или на источнике тепла.

Учитывая расстояния и тепловые нагрузки, сооружение тепловых сетей для переключения тепловой нагрузки представляется нецелесообразной. Расширение технологических зон действия котельных в схеме теплоснабжения не планируется.

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

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения изменения в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения не зафиксированы.

## 1.7 Раздел 6. Балансы теплоносителя

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

Подготовка теплоносителя для подпитки тепловых сетей в городе Смоленске организована с применением водоподготовительных установок. Водоподготовка на всех котельных предполагает использование воды из водопровода в качестве исходной.

На ряде не автоматизированных котельных используется вакуумная деаэрация, позволяющая произвести более глубокую очистку теплоносителя от кислорода и других газовых факторов коррозии трубопроводов. На автоматизированных котельных и котельных малой мощности деаэрация не используется. В теплоснабжающих организациях имеется опыт использования комплексонов с целью повышения эффективности водно-химического режима.

Расчет производительности водоподготовительных установок котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия выполнен согласно СНиП 41-02-2003 «тепловые сети».

Максимальная производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей рассчитывается из компенсации возможных потерь теплоносителя с утечками через неплотности, дренажи и исполнительные механизмы и плановыми сбросами с воздушников.

Согласно п. 6.16 базовой версии СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

«Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

- в закрытых системах теплоснабжения – 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

Согласно 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», утвержденной заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003 года:

- Емкость трубопроводов тепловых сетей определяется в зависимости от их удельного объема и длины согласно п. 4.1.9. по формуле:

$$V_{mc} = \sum_{i=1}^n v_{di} l_{di}$$

где:

$v_{di}$  - удельный объем  $i$ -го участка трубопроводов определенного диаметра,  $\text{м}^3/\text{км}$ ;

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

- Емкость систем теплоснабжения зависит от их вида и определяется согласно п. 4.1.10. по формуле:

$$V_{cmi} = \sum_{i=1}^n v Q_{0 \max}$$

где:

$Q_{0max}$  – расчетное значение часовой тепловой нагрузки здания, Гкал/ч;

$v$  – удельный объем системы теплоснабжения, м<sup>3</sup>/Гкал;

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

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплоснабжения (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере 30 м<sup>3</sup>/Гкал. Емкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при  $v=6$  м<sup>3</sup>/Гкал средней часовой тепловой нагрузки.

В соответствии с Актуализированной версией СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

«При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м<sup>3</sup> на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м<sup>3</sup> на 1 МВт – открытой системе и 30 м<sup>3</sup> на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения».

Потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают в себя технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с утечкой.

К технологическим потерям, как необходимым для обеспечения нормальных режимов работы систем теплоснабжения, относятся количество воды на пусковое заполнение трубопроводов теплосети после проведения планового ремонта и подключения новых участков сети и потребителей, проведение плановых эксплуатационных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей и другие регламентные работы, промывку и дезинфекцию.

К потерям сетевой воды с утечкой относятся технически неизбежные в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии потери сетевой воды с утечкой.

Расчетные потери сетевой воды связанные, с пуском тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и подключения новых сетей после монтажа на период регулирования, определяются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей. Неизбежные потери при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях составляют 0,5-кратного объема сетей.

Среднегодовая норма утечки теплоносителя (м<sup>3</sup>/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Структура балансов производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети источников тепловой энергии города Смоленска согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» приведены в таблице 1.35.

**Таблица 1.35** – Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети

Адрес котельной	Объем магистральных, квартальных тепловых сетей	Объем систем теплоснабжения	Фактический объем теплосетей	Расчетная подпитка теплосети в эксплуатационном режиме	Необходимая аварийная подпитка теплосетей	Фактическая производительность ВПУ	Бак аккумулятор
	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	шт

Адрес котельной	Объем магистральных, квартальных тепловых сетей	Объем систем теплоснабжения	Фактический объем теплосетей	Расчетная подпитка теплосети в эксплуатационном режиме	Необходимая аварийная подпитка теплосети	Фактическая производительность ВПУ	Бак аккумулятора
	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	шт
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>							
ПП "Смоленская ТЭЦ-2	34761	12705	47466	118,7	949,3	232	3*20 0
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	3377	2526	5903	14,8	118,1	100	нет
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>							
Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	27,6	141,8	169,3	0,42	3,4	3,3	нет
Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	23,3	75,6	98,9	0,25	2,0	1,0	нет
Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	18,5	53,7	72,2	0,18	1,4	8	нет
Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	10,7	43,1	53,9	0,13	1,1	1	нет
Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	39,7	82,0	121,7	0,30	2,4	8	нет
Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	2,2	16,5	18,8	0,05	0,4	1	нет
Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	47,1	76,9	124,0	0,31	2,5	8	нет
Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	9,8	130,1	139,9	0,35	2,8	8	нет
Котельная №14, пос. Геденовка	4,1	57,3	61,3	0,15	1,2	8	нет
Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	8,5	50,7	59,2	0,15	1,2	8	нет
Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	33,3	36,4	69,7	0,17	1,4	0	нет
Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	91,3	149,0	240,2	0,60	4,8	20	нет
Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	24,2	78,3	102,5	0,26	2,1	1,5	нет
Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	16,1	99,5	115,7	0,29	2,3	2,3	нет
Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	58,2	301,7	359,9	0,90	7,2	8	нет
Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	1,6	8,3	9,9	0,02	0,2	0	нет
Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	4,7	24,1	28,8	0,07	0,6	0	нет
Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	0,1	2,0	2,1	0,01	0,0	4	нет
Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	8	нет
Котельная №27 пос. Красный бор, в	3,6	6,9	10,5	0,03	0,2	0	нет



Адрес котельной	Объем магистральных, квартальных тепловых сетей	Объем систем теплоснабжения	Фактический объем теплосетей	Расчетная подпитка теплосети в эксплуатационном режиме	Необходимая аварийная подпитка теплосети	Фактическая производительность ВПУ	Бак аккумулятора
	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	шт
районе сан.- лесной школы							
Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	2,6	13,2	15,8	0,04	0,3	6	нет
Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	2,9	11,6	14,5	0,04	0,3	0	нет
Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	1,0	1,7	2,7	0,01	0,1	0	нет
Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	1,0	3,7	4,7	0,01	0,1	2	нет
Котельная №32 ул. Соболева, д.116	3,7	53,5	57,2	0,14	1,1	8	нет
Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	34,1	27,0	61,1	0,15	1,2	8	нет
Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	32,3	71,8	104,1	0,26	2,1	8	нет
Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	14,4	64,2	78,6	0,20	1,6	2,5	нет
Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	62,8	158,4	221,2	0,55	4,4	8	нет
Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	10,2	20,3	30,5	0,08	0,6	6	нет
Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	28,5	79,9	108,4	0,27	2,2	8	нет
Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	9,6	105,2	114,7	0,29	2,3	8	нет
Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	5,4	27,3	32,7	0,08	0,7	0	нет
Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	11,2	40,4	51,6	0,13	1,0	1	нет
Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	3,1	28,6	31,7	0,08	0,6	1,5	нет
Котельная №43 ул. Ракитная, д. 1а	8,8	19,3	28,1	0,07	0,6	2,5	нет
Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	11,4	36,7	48,1	0,12	1,0	1	нет
Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	90,4	216,6	307,0	0,77	6,1	0	нет
Котельная №50 ул. Соболева, д.113	3,7	119,6	123,3	0,31	2,5	2,8	нет
Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	12,1	0,0	12,1	0,03	0,2	0,7	нет
Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	1,0	6,4	7,4	0,02	0,1	1	нет
Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	12,0	53,6	65,7	0,16	1,3	2,5	нет
Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	32,8	88,0	120,8	0,30	2,4	4	нет

Адрес котельной	Объем магистральных, квартальных тепловых сетей	Объем систем теплоснабжения	Фактический объем теплосетей	Расчетная подпитка теплосети в эксплуатационном режиме	Необходимая аварийная подпитка теплосети	Фактическая производительность ВПУ	Бак аккумулятора
	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	шт
Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	7,1	85,0	92,1	0,23	1,8	1,5	нет
Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	28,5	61,7	90,2	0,23	1,8	6	нет
Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	2,9	72,6	75,5	0,19	1,5	1,7	нет
Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	35,8	117,1	152,9	0,38	3,1	5,2	нет
Котельная №68 ул. Кловская, д.27	0,8	18,5	19,3	0,05	0,4	3,5	нет
Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	0,2	1,1	1,3	0,00	0,0	0	нет
Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	3,0	45,1	48,1	0,12	1,0	1	нет
Котельная ООО "Смохладосервис", ул. Октября, д.46	2,9	14,5	17,4	0,04	0,3	1	нет
Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	39,2	81,4	120,7	0,30	2,4	8	нет
Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	180,6	252,7	433,3	1,08	8,7	5,6	нет
Котельная ул. Кутузова д.15	0,4	2,9	3,3	0,01	0,1		нет
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>							
БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	12,9	146,0	158,8	0,40	3,2	2	н/д
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>							
Котельная ООО "СмолАТП"	1,4	31,6	32,9	0,08	0,7	1	нет
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>							
Котельная ООО "Коммунальные системы"	33,7	69,0	70,6	0,18	1,4	1,8	нет
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>							
Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	8,8	144,5	146,5	0,37	2,9	3	нет
Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а	3,4	51,6	52,6	0,13	1,1	1	нет
<b>ОГУЭПП "Смоленсккомунэнерго"</b>							
Котельная п. 430 км	9,9	61,9	63,0	0,16	1,3	4	нет
<b>Войсковая часть 7459</b>							
Котельная в/ч 7459	2,6	232,2	234,4	0,59	4,7	3	нет
<b>ООО "Строй Инвест"</b>							
Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	1,7	38,7	39,0	0,10	0,8	1	нет
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>							
БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом	2,7	36,0	38,7	0,10	0,8	1,3	нет

Адрес котельной	Объем магистральных, квартальных тепловых сетей	Объем систем теплоснабжения	Фактический объем теплосетей	Расчетная подпитка теплосети в эксплуатационном режиме	Необходимая аварийная подпитка теплосети	Фактическая производительность ВПУ	Бак аккумулятора
	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	шт
с д.№17)							
БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	6,7	16,4	23,1	0,06	0,5	5,3	нет
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>							
Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	59,4	467,0	476,0	1,19	9,5	5	нет
Котельная №83	16,7	154,8	156,3	0,39	3,1	3	нет
<b>АО "Пирамида"</b>							
Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	0,0	7,4	7,4	0,019	0,148	0,5	нет
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>							
Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	0,0	509,0	509,4	1,27	10,2	3,97	нет

На девяти котельных, МУП «Смоленсктеплосеть», отсутствуют установки обработки воды для подпитки тепловой сети, что приводит к образованию накипи на внутренних поверхностях нагрева котлов, перерасходу топлива, к частым ремонтам и заменам котлов. Эффективная защита котлов от накипи и коррозии может быть достигнута путем дозировки комплексонов (установка автоматического дозатора комплексонов) или по способу натрий-катионирования (этот метод водоподготовки требует больших капложений, а также требует постоянного квалифицированного обслуживающего персонала). В связи с высокой общей жесткостью воды, идущей на приготовление горячей воды, и отсутствием химводоподготовки срок службы водяных подогревателей со стороны нагреваемой среды значительно ниже нормативного.

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

Норматив аварийной подпитки имеет в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой.

Согласно п. 6.17 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для

открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения показаны в таблице 1.35.

Существующие системы ХВО котельных города Смоленска обеспечивают подпитку теплосети в соответствии с требованиями норм.

### **1.7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

Изменений в балансах производительности водоподготовительных установок не зафиксировано. Состав водоподготовительных установок на источниках тепла за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не изменился.

## **1.8 Раздел 7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом**

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

Источники тепла города Смоленска используют в качестве основного топлива природный газ по ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения". Средняя низшая теплота сгорания за 2018 год – 8114 ккал/м<sup>3</sup>.

На Смоленскую ТЭЦ-2 газ поступает по магистральному газопроводу Ду400 мм. В общем топливном балансе станции газ составляет около 99,9 %. Природный газ от газораспределительных станций (ГРС) давлением 0,6 МПа поступает на газорегуляторный пункт станции (ГРП), где давление газа снижается до 0,08 МПа, а затем поступает в газопроводы к котлам. Пропускная способность ГРП составляет 125,0 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Предусмотрено резервирование газопроводов от ГРС к ГРП Смоленской ТЭЦ-2 для возможности подачи газа от нескольких ГРС.

Данные о количестве потребленного основного топлива (природного газа) источниками тепла города Смоленска за базовый 2018 год, приведены в таблице 1.36.

**Таблица 1.36** – Количество потребленного основного топлива (природного газа) источниками тепла

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Вид топлива, осн./рез.	Произведено тепла		Теплотворная способность топлива	Фактический расход натурального топлива	Фактический расход условного топлива
			в гор. воде	в паре	газ	газ	
			Гкал	Гкал	ккал/нм <sup>3</sup>	тыс.нм <sup>3</sup>	
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>							
1	ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	газ/мазут	1415068	21926	7991	190594	217563

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Вид топлива, осн./рез.	Произведено тепла		Теплотворная способность топлива	Фактический расход натурального топлива	Фактический расход условного топлива
			в гор. воде	в паре	газ	газ	
			Гкал	Гкал	ккал/нм <sup>3</sup>	тыс.нм <sup>3</sup>	
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	газ/мазут	236496	27134	8097	38792	44870
<b>Итого:</b>			<b>1651564</b>	<b>49060</b>		<b>229386</b>	<b>262433</b>
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>							
3	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	газ/нет	14341		8105	2381	2757
4	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	газ/нет	8830		8102	1366,0	1581
5	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	газ/мазут	5442		8107	955	1106
6	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	газ/нет	5352		8108	840	973
7	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	газ/нет	9770		8104	1542,7	1786
8	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	газ/нет	1470		8110	213,2	247
9	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	газ/нет	8666		8103	1383,9	1602
10	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	газ/нет	14436		8106	1950	2258
11	Котельная №14, пос. Гедеоновка	газ/нет	7675		8108	1232	1427
12	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	газ/нет	6626		8106	975	1129
13	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	газ/нет	5028,8		8104	685	793
14	Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	газ/нет	14095		8104	2531	2930
15	Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	газ/нет	9986		8101	1392	1611
16	Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	газ/нет	12256		8104	1934,9	2240,1
17	Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала	газ/нет	30873		8104	4699,0	5440,1

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Вид топлива, осн./рез.	Произведено тепла		Теплотворная способность топлива	Фактический расход натурального топлива	Фактический расход условного топлива
			в гор. воде	в паре	газ	газ	
			Гкал	Гкал	ккал/нм <sup>3</sup>	тыс.нм <sup>3</sup>	
	Городнянского, в районе д.1						
18	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	газ/нет	793		8103	109,8	127,1
19	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	газ/нет	2065		8099	315,8	365,4
20	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	газ/нет	639		8103	130,1	150,6
21	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	газ/нет	722		8109	113,0	130,9
22	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	газ/нет	769		8102	137,9	159,6
23	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	газ/нет	1510		8103	225,3	260,8
24	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	газ/нет	944		8100	147,6	170,8
25	Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	газ/нет	173		8093	23,7	27,4
26	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	газ/нет	715		8099	96,2	111,3
27	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	газ/нет	5846		8105	1039,4	1203,5
28	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	газ/нет	2987		8101	495,9	573,9
29	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	газ/нет	7825		8105	1335,4	1546,2
30	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	газ/нет	6895		8104	925,4	1071,3
31	Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	газ/нет	13763		8105	1781,9	2063,1
32	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	газ/нет	1689		8103	259,6	300,5
33	Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	газ/нет	5398		8101	732,9	848,2

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Вид топлива, осн./рез.	Произведено тепла		Теплотворная способность топлива	Фактический расход натурального топлива	Фактический расход условного топлива
			в гор. воде	в паре	газ	газ	
			Гкал	Гкал	ккал/нм <sup>3</sup>	тыс.нм <sup>3</sup>	
34	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	газ/нет	9189		8104	1611,9	1866,1
35	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	газ/нет	3619		8101	488,3	565,1
36	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	газ/нет	3615		8102	637,6	738,0
37	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	газ/нет	2877		8103	486,3	562,9
38	Котельная №43 ул. Ракитная, д. 1а	газ/нет	2057		8102	326,4	377,8
39	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	газ/нет	3633		8104	595,5	689,4
40	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	газ/нет	26176		8105	3889,4	4503,2
41	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	газ/нет	9746		8104	1663,0	1925,2
42	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	газ/нет	562		8091	138,6	160,2
43	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	газ/нет	695		8095	115,1	133,1
44	Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	газ/нет	5586		8102	806,9	933,9
45	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	газ/нет	8325		8102	1112,9	1288,1
46	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	газ/нет	6201		8103	943,4	1092,0
47	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	газ/нет	4883		8100	694,9	804,1
48	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	газ/нет	7459		8102	956,5	1107,1
49	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	газ/нет	10991		8102	1619,8	1874,7
50	Котельная №68 ул. Кловская, д.27	газ/нет	2104		8101	345,2	399,5
51	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	газ/нет	142		8102	21,6	25,0

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Вид топлива, осн./рез.	Произведено тепла		Теплотворная способность топлива	Фактический расход натурального топлива	Фактический расход условного топлива
			в гор. воде	в паре	газ	газ	
			Гкал	Гкал	ккал/нм <sup>3</sup>	тыс.нм <sup>3</sup>	
52	Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	газ/нет	5224		8064	685,4	789,6
53	Котельная ООО "Смохладосервис", ул. Октября, д.46	газ/нет	1586		8103	439,8	509,1
54	Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	газ/нет	6745		8103	984,6	1139,7
55	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	газ/нет	25502		8102	4218,6	4882,6
56	Котельная ул. Кутузова д.15	газ/нет	484		8091	69,3	80,1
57	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	газ/нет	1057		8101	155,8	180,3
<b>Итого:</b>			<b>356038</b>		<b>8103</b>	<b>54957</b>	<b>63618</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>							
58	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	газ/нет	15491		8092	2139,5	2473,4
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>							
59	Котельная ООО "СмолАТП"	газ/нет	1248		8099	188,1	217,6
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>							
60	Котельная ООО "Коммунальные системы"	газ/нет	5671,5		8093	771,6	892,1
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>							
61	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	газ/нет	4156		8201	572,0	670,1
62	Котельная ул. Нижне- Лермонтовская, д.19а	газ/нет	1681		8200	231,0	270,6
<b>Итого</b>			<b>5837,0</b>			<b>803,0</b>	<b>940,7</b>
<b>ОГУЭПШ "Смоленсккомунэнерго"</b>							
63	Котельная п. 430 км	газ/нет	2739		8028	380,5	436,4
<b>Войсковая часть 7459</b>							
64	Котельная в/ч 7459	газ/нет	6524		7900	897,6	1013
<b>ООО "Строй Инвест"</b>							
65	Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	газ/нет	695,0		8097	138,6	160,3
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>							
66	БМК, пер. Ново- Чернушенский (рядом с д.№17)	газ/нет	1929		7903	290,5	328,0
67	БМК, ул. Рыленкова, (в	газ/нет	1768		7903	241,8	273,0



№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Вид топлива, осн./рез.	Произведено тепла		Теплотворная способность топлива	Фактический расход натурального топлива	Фактический расход условного топлива
			в гор. воде	в паре	газ	газ	
			Гкал	Гкал	ккал/нм <sup>3</sup>	тыс.нм <sup>3</sup>	
	районе д.№50)						
<b>Итого</b>			<b>3697,1</b>			<b>532,3</b>	<b>600,9</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>							
68	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	газ/нет	16881		8077	2426,4	2799,6
69	Котельная №83	газ/нет	3048		8085	564,5	652,0
<b>Итого</b>			<b>19929,6</b>			<b>2990,9</b>	<b>3451,6</b>
<b>АО "Пирамида"</b>							
70	Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	газ/нет	4155		7900	570,5	643,8
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>							
71	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	газ/нет	45967		8054	6364,8	7323,2
<b>Всего по источникам централизованного теплоснабжения</b>			<b>2119556</b>	<b>49060</b>	<b>8028</b>	<b>300120</b>	<b>344204</b>

Общий годовой расход природного газа по источникам централизованного теплоснабжения города Смоленска составил 2019 году – 300120 тыс. нм<sup>3</sup>/год (34260,3 м<sup>3</sup>/час).

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

Согласно представленным данным, резервное топливо практически для всех источников тепловой энергии города Смоленска не предусматривается, за исключением Смоленской ТЭЦ-2; котельного цеха ПП "Смоленская ТЭЦ-2" и котельной №4 ул. Ак. Петрова для которых резервным топливом является мазут марки М-100;

Поставки мазута на Смоленскую ТЭЦ-2 осуществляются железнодорожным транспортом в цистернах от Московских нефтеперегонных заводов (НПЗ).

В таблице 1.37 приведены данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива (мазут М-100) на Смоленской ТЭЦ-2.

**Таблица 1.37 – Данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива**

Характеристика резервуара	Резервуары				
	№1	№2	№3	№4	№5
Диаметр внутренний, м	18,98	18,98	18,98	34,2	45,6
Высота строительная, м	11,895	11,895	11,895	11,94	17,92
Строительный объем, м <sup>3</sup>	3344	3344	3344	10963	29250
Высота налива мазута, м	11	9	10,8	10,9	15,8
Объем заполнения, м <sup>3</sup>	3110	3110	3054	10008	26434
Мертвый объем, м <sup>3</sup>	146	543	146	665	1164
Полезный объем, м <sup>3</sup>	2964	2100	2908	9353	25270

«Мертвый объем» определен до уровня верхней образующей всасывающего трубопровода для Р-1,3,4,5 с учетом срыва циркуляционного насоса при перекачке мазута в резервуар № 2 (расходный). Мертвый объем расходного резервуара Р-2 определен с учетом срыва ОМН в связи с образованием воронки на входе всасывающего трубопровода. Полезный объем резервуаров рассчитан как разность между объемом заполнения и мертвым объемом.

Норматив создания запасов топлива на источниках тепла рассчитывается в соответствии с «Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии» утвержденным приказом Минэнерго России от 10 августа 2012 г. N 377.

Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ) определяется для котельных в размере, обеспечивающем поддержание плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

Для электростанций и котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу.

Расчетный размер ННЗТ определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количеству суток, определяемых с учетом вида топлива и способа его доставки:

$$\text{ННЗТ} = Q_{\max} \times H_{\text{ср.м}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \text{ (тыс. т)}$$

где  $Q_{\max}$  – среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

$H_{\text{ср.м}}$  – расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т у.т./Гкал;

$K$  - коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо;

$T$  - длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется в зависимости от вида топлива и способа его доставки в соответствии с таблицей 1.38.

**Таблица 1.38** – Длительность периода формирования объема ННЗТ

Вид топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сутки
твердое	железнодорожный транспорт	14
твердое	автотранспорт	7
жидкое	железнодорожный транспорт	10
жидкое	автотранспорт	5

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

Расчеты необходимого неснижаемого запаса резервного топлива выполнены с использованием данных п.1.2.8. о технико-экономических показателях работы и расчетных нагрузках источников тепла, при средней температуре минус 12°С наиболее холодного месяца январь. Также при расчетах принята калорийность мазута 9600 ккал/кг, средняя плотность 965 кг/м<sup>3</sup>.

Результаты расчетов неснижаемого нормативного запаса резервного топлива приведены в таблице 1.39.

**Таблица 1.39 – Неснижаемый нормативный запас резервного топлива**

Наименование	Резервное топливо	Среднее расчетное значение отпуска тепла в январе	Удельный расход условного топлива на полезный отпуск тепла	Суточный полезный отпуск тепловой энергии	Среднесуточный расход условного топлива	Количество суток формирования НЭЗТ	НЭЗТ	Объем резервуаров
		Гкал/ч	кг ут/Гкал	Гкал/сут	тут/сут	сут		
ПП "Смоленская ТЭЦ-2"	газ/мазут	340,1	182,8	8161,6	1492,2	10	10881	11275
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	газ/мазут	67,9	215,7	1630,7	351,8	10	2564,9	2657,9
Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	газ/нет	1,4	257,7	32,7	8,4	5	30,8	31,9

Здесь следует отметить, что для отопительных котельных, работающих на газовом топливе с резервным жидким топливом, расчет НЭЗТ может не выполняться при отсутствии снижения подачи газа в периоды похолоданий за три года, предшествовавших текущему году и отсутствия графика снижения подачи газа на текущий и планируемый год.

Отсутствие резервного топлива, на котельных является существенным недостатком, влияющим на оценку надежности системы теплоснабжения города Смоленска, при этом основным решением, позволяющим обеспечить увеличение надежности всей системы, является решение связанное с возможностью перевода (полностью или частично) потребителей от источников теплоснабжения, не оборудованных резервным топливом, но находящихся в радиусе эффективного теплоснабжения источников тепла оборудованных резервным топливом и имеющим резерв тепловой мощности, путем создания объектов теплосетевого хозяйства с пропускной способностью обеспечивающей полный или частичный перевод тепловой нагрузки

### **1.8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки**


Снабжение газом источников теплоснабжения осуществляется предприятием ОАО «Газпром» филиал ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» - Смоленское ЛПУМГ от газопровода Смоленск-Брянск. Источники тепловой энергии города Смоленска снабжаются природным газом от распределительных газопроводов.

Система газоснабжения двухступенчатая. В качестве примера физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 за декабрь и январь месяцы 2018 года показаны на рисунках 1.51 и 1.52. Место отбора выходной коллектор ГИС-1 КС Смоленск.

Смоленская область  
Клязьма

ПАО «Газпром»  
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»  
филиал – Смоленское ЛПУМГ  
Адрес: 214031, г. Смоленск, ул. Индустриальная, д. 8

УТВЕРЖДАЮ  
Главный инженер - первый заместитель  
директора филиала  
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» -  
Смоленское ЛПУМГ  
С.О. Ионов  
«01» февраля 2019 г.  
М.П.



**Паспорт № 30-08/16-01-2019**  
**качества газа горючего природного за январь 2019 г.**

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу:  
Торжок – Минск – Ивацевичи - 1  
*наименование газопровода*  
покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): «Гальпизь», «Дорогобуж», «Кардымово», «Мигурино», «Сафоново», «Смоленск», «Ярцево», «Холм-Жирковская».  
*наименование ГРС, на которые распространяются данные*
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: выходной коллектор ГИС-1 КС Смоленск  
*наименование ГРС, ГРП и др.*
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан				
	этан			не нормируется	96,79
	пропан			не нормируется	1,76
	изо-бутан			не нормируется	0,410
	норм-бутан			не нормируется	0,064
	нео-пентан			не нормируется	0,059
	изо-пентан			не нормируется	0,0019
	норм-пентан			не нормируется	0,0105
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0073
	диоксид углерода			не нормируется	0,0078
	азот			не более 2,5	0,121
	кислород			не нормируется	0,75
	водород			не более 0,050	0,0051
гелий	не нормируется	0,0012			
2	Нижшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	33,93
		ккал/м <sup>3</sup>		не менее 7600	8104
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	41,20 - 54,50	49,65
		ккал/м <sup>3</sup>		9840-13020	11859
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,6913
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	менее 0,0010
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>		не более 0,036	менее 0,0010
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ 20060-83	ниже температуры газа	минус 24,1
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С	не нормируется	не нормируется	17,7
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1 % в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	не определяется

\*Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГТГ коммунально-бытового назначения. Для ГТГ промышленного назначения показатель устанавливается по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2 – 4; стандартные условия сгорания газа – температура 25 °С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °С, давление 101,325 кПа. При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 5-7 определены в химической лаборатории Смоленского ЛПУМГ (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.514754).

Адрес лаборатории: 214031, Россия, Смоленская область, Смоленский район, 3,5 км северо-западнее пос. Дивасы, компрессорная станция Смоленская

Значения показателей по п.п. 1-4 и п.8 определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГИС-1.

Начальник химической лаборатории



Е.С. Казацова  
ф.и.о.

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана ООО «Газпром межрегиональный Смоленск»

покупателю (потребителю) \_\_\_\_\_ по его запросу

«12» февраля 2019 г.



Копия выдана: \_\_\_\_\_  
12.02.19

Рисунок 1.51 – Показатели качества газа за январь 2019 года



Смоленская метрошкола  
Квадрат

ПАО «Газпром»  
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»  
филиал ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» – Смоленское ЛПУМГ  
Адрес: 214031, Смоленская область, г. Смоленск, ул. Индустриальная, д. 8

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер - первый заместитель  
директора филиала

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» -  
Смоленское ЛПУМГ



С.О. Ионов

июля 2019 г.

**Паспорт № 30-08/178-06-2019**  
**качества газа горючего природного за июнь 2019 г.**

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу:

**Торжок – Минск – Ивацевичи - 1**

*наименование газопровода*

покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): «Гольяки», «Дорогобуж», «Кардымово», «Сафоново», «Смоленск», «Ярнево», «Гусино», «Духовщина», «Смоленская ГРЭС», «Ельня», «Починок», «Правда», «Рославль», «Сеня», «Стодолыце», «Талашкино», «Шаталово», «Холм-Жирковская», «Гагарин», «Сычевск».

*наименование ГРС, на которые распространяются данные*

2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.

3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.

4. Место отбора проб газа: выходной коллектор ГИС-1 КС Смоленск

*наименование ГРС, ГРП и др.*

5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан			не нормируется	96,64
	этан			не нормируется	1,85
	пропан			не нормируется	0,421
	изо-бутан			не нормируется	0,065
	норм-бутан			не нормируется	0,061
	нео-пентан			не нормируется	0,0018
	изо-пентан			не нормируется	0,0104
	норм-пентан			не нормируется	0,0073
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0075
	диоксид углерода			не более 2,5	0,095
	азот			не нормируется	0,82
	кислород			не более 0,050	0,0052
	водород			не нормируется	0,0016
гелий	не нормируется	0,0112			
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	33,95 8109
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	41,20 - 54,50 9840-13020	49,65 11859
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,6921
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	менее 0,0010
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>		не более 0,036	менее 0,0010
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ 20060-83	ниже температуры газа	минус 20,4
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С	не нормируется	не нормируется	10,4
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1 % в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	не определяется

\* Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГТП коммунально-бытового назначения. Для ГТП промышленного назначения показатель устанавливается по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2 – 4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °С, давление 101,325 кПа.

При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 ккал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 5-7 определены в химической лаборатории Смоленского ЛПУМГ (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.514754).

Адрес лаборатории: 214031, Россия, Смоленская область, Смоленский район, 3,5 км северо-западнее пос. Дивасы, компрессорная станция Смоленская

Значения показателей по п.п. 1-4 и п.8 определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГИС-1.

Начальник химической лаборатории



Е.С. Казанова

ф.и.о.

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана ООО «Газпром межрегиональный Смоленск»

покупателю (потребителю) \_\_\_\_\_ по его запросу

«03» июля 2019.

стр. 2 из 2 Паспорт № 30-08/178-06-2019



Рисунок 1.52 – Показатели качества газа за июнь 2019 года

Имеется незначительная нестабильность показателей калорийности, не влияющая на работу оборудования и не сказывающаяся на экономических показателях.

#### **1.8.4 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.**

За последние 15 лет случаев аварийного отключения подачи газа не зафиксировано. Источники тепловой энергии города Смоленска присоединены к газораспределительным сетям низкого давления от ГРУ. Снижение давления газа в период стояния минимальных температур наружного воздуха не ограничивает их тепловую производительность. Критического снижения давления природного газа, при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось.

Количество поставляемого топлива на источники тепловой энергии (лимит) практически обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.

#### **1.8.5 Описание использования местных видов топлива**

На источниках тепловой энергии в городе Смоленске местные виды топлива не используются.

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

Динамика потребления топлива на источниках тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не изменилась.

### **1.9 Раздел 8. Надежность теплоснабжения**

#### **1.9.1 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.**

Оценка надежности систем теплоснабжения проведена в соответствии с «Методическими указаниями по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения», (далее - Методические указания) разработанными в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

В соответствии с СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», надежность и живучесть утверждены определяющими критериями при оценке проектов и качества эксплуатации систем централизованного теплоснабжения.

Надежность систем теплоснабжения - их способность производить, транспортировать и распределять среди потребителей в необходимых количествах теплоноситель с соблюдением заданных параметров при нормальных условиях эксплуатации.

Главный критерий надежности систем теплоснабжения — безотказная работа элемента (системы) в течение расчетного времени.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов  $p_{от}$  [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла  $Q_{ав}/Q_{расч}$ , где  $Q_{ав}$  – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал],  $Q_{расч}$



– расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

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

1. Показатель надежности электроснабжения источников тепла ( $K_{\text{э}}$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения  $K_{\text{э}} = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0	$K_{\text{э}} = 0,8$ ;
5,0 – 20	$K_{\text{э}} = 0,7$ ;
свыше 20	$K_{\text{э}} = 0,6$ .

2. Показатель надежности водоснабжения источников тепла ( $K_{\text{в}}$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения  $K_{\text{в}} = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0	$K_{\text{в}} = 0,8$ ;
5,0 – 20	$K_{\text{в}} = 0,7$ ;
свыше 20	$K_{\text{в}} = 0,6$ .

3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ( $K_{\text{т}}$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива  $K_{\text{т}} = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0	$K_{\text{т}} = 1,0$ ;
5,0 – 20	$K_{\text{т}} = 0,7$ ;
свыше 20	$K_{\text{т}} = 0,5$ .

4. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ( $K_{\text{б}}$ ).

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

до 10	$K_{\text{б}} = 1,0$ ;
10 – 20	$K_{\text{б}} = 0,8$ ;
20 – 30	$K_{\text{б}} = 0,6$ ;
свыше 30	$K_{\text{б}} = 0,3$ .

5. Показатель уровня резервирования ( $K_{\text{р}}$ ) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

90 – 100	$K_{\text{р}} = 1,0$ ;
70 – 90	$K_{\text{р}} = 0,7$ ;
50 – 70	$K_{\text{р}} = 0,5$ ;
30 – 50	$K_{\text{р}} = 0,3$ ;
менее 30	$K_{\text{р}} = 0,2$ .

6. Показатель технического состояния тепловых сетей ( $K_{\text{с}}$ ), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

до 10	$K_{\text{с}} = 1,0$ ;
-------	------------------------

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

7. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ( $K_{отк}$ ), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$I_{отк} = n_{отк} / (3 \cdot S) [1 / (\text{км} \cdot \text{год})],$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

до 0,1	$K_{нед} = 1,0;$
0,1 - 0,3	$K_{нед} = 0,8;$
0,3 - 0,5	$K_{нед} = 0,6;$
свыше 0,5	$K_{нед} = 0,5;$
свыше 1,0	$K_{нед} = 0,2.$

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

$$Ж = Д_{жал} / Д_{сумм} \cdot 100 [\%]$$

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

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

В зависимости от рассчитанного коэффициента ( $Ж$ ) определяется показатель надежности ( $K_{ж}$ )

до 0,2	$K_{ж} = 1,0;$
0,2 – 0,5	$K_{ж} = 0,8;$
0,5 – 0,8	$K_{ж} = 0,6;$
свыше 0,8	$K_{ж} = 0,4.$

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

$$K_{над} = \frac{K_э + K_в + K_т + K_б + K_р + K_с + K_{отк} + K_{нед} + K_{ж}}{n}$$

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

11. Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, города (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$K_{над}^{сист} = \frac{Q_1 \cdot K_{над}^{сист1} + \dots + Q_n \cdot K_{над}^{систn}}{Q_1 + \dots + Q_n}$$

где,  $K_{\text{над}}^{\text{сист}}$ ,  $K_{\text{над}}^{\text{сист}}$  - значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения;

$Q_1$ ,  $Q_n$  - расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

Данные по расчету коэффициента надежности теплоснабжения города Смоленска, приведены в таблице 1.40.

**Таблица 1.40** – Расчет надежности системы теплоснабжения города Смоленск

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		КЭ	КВ	КТ	КБ	КР	КС	КОТК	КНЕД	КЖАЛ	КНАД
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>											
1	ПП "Смоленская ТЭЦ-2	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,811
2	Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,811
<b>Итого:</b>		1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,811
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>											
3	Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
4	Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
5	Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	0,7	0,7	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,744
6	Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
7	Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
8	Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
9	Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Показатель надежности электрообеспечения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		КЭ	КВ	КТ	КБ	КР	КС	КОТК	КНЕД	КЖАЛ	КНАД
10	Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
11	Котельная №14, пос. Геденовка	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
12	Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
13	Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
14	Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
15	Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
16	Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
17	Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
18	Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
19	Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
20	Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
21	Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Показатель надежности электрообеспечения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		КЭ	КВ	КТ	КБ	КР	КС	КОТК	КНЕД	КЖАЛ	КНАД
22	Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
23	Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы- интерната	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
24	Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
25	Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
26	Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
27	Котельная №32 ул. Соболева, д.116	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
28	Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
29	Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
30	Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
31	Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе д.54б	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
32	Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
33	Котельная №38, ул. Мало- Краснофлотская (в районе дома №31а)	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		КЭ	КВ	КТ	КБ	КР	КС	КОТК	КНЕД	КЖАЛ	КНАД
34	Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
35	Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
36	Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
37	Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
38	Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
39	Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
40	Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	0,7	0,8	0,6	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
41	Котельная №50 ул. Соболева, д.113	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
42	Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
43	Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
44	Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
45	Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
46	Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		КЭ	КВ	КТ	КБ	КР	КС	КОТК	КНЕД	КЖАЛ	КНАД
47	Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	0,8	0,8	0,8	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,744
48	Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
49	Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
50	Котельная №68 ул. Кловская, д.27	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
51	Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
52	Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
53	Котельная ООО "Смолхладосервис", ул. Октября, д.46	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
54	Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
55	Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
56	Котельная ул. Кутузова д.15	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
57	Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
<b>Итого:</b>		0,713	0,719	0,735	1,000	0,200	0,500	0,800	0,800	1,000	0,719
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>											
58	БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711



№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Показатель надежности электрообеспечения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		КЭ	КВ	КТ	КБ	КР	КС	КОТК	КНЕД	КЖАЛ	КНАД
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>											
59	Котельная ООО "СМОЛАТП"	0,8	0,8	1,0	1	0,2	0,5	0,8	0,8	1	0,767
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>											
60	Котельная ООО "Коммунальные системы"	0,8	0,8	1,0	1	0,2	0,5	0,8	0,8	1	0,767
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>											
61	Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
62	Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а	0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
<b>Итого</b>		0,8	0,8	1,0	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
<b>ОГУЭПП "Смоленсккомунэнерго"</b>											
63	Котельная п. 430 км	0,8	0,8	1	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
<b>Войсковая часть 7459</b>											
64	Котельная в/ч 7459	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
<b>ООО "Строй Инвест"</b>											
65	Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	0,8	0,8	1	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>											
66	БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711

№ п/п	Наименование и адрес источника тепловой энергии	Показатель надежности электрообеспечения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		КЭ	КВ	КТ	КБ	КР	КС	КОТК	КНЕД	КЖАЛ	КНАД
	с д.№17)										
67	БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
<b>Итого</b>		<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>1,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>	<b>0,711</b>
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>											
68	Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
69	Котельная №83	0,7	0,7	0,7	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,711
<b>Итого</b>		<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>1,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>	<b>0,711</b>
<b>АО "Пирамида"</b>											
70	Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	0,8	0,8	1	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>											
71	Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	0,8	0,8	1	1,0	0,2	0,5	0,8	0,8	1,0	0,767
<b>Всего по источникам централизованного теплоснабжения</b>		<b>0,940</b>	<b>0,941</b>	<b>0,945</b>	<b>1,000</b>	<b>0,200</b>	<b>0,500</b>	<b>0,800</b>	<b>0,800</b>	<b>1,000</b>	<b>0,792</b>

Полученная надежность систем теплоснабжения города Смоленска составляет **0,792**.

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

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

**Вывод:**

Системы теплоснабжения, функционирующие в городе Смоленске, в целом, можно оценить, как «надежные».

### **1.9.2 Значения потока отказов (частоты отказов) участков тепловых сетей**

Аварией на тепловых сетях считается ситуация, при которой при отказе элементов системы, сетей и источников теплоснабжения прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Данные по инцидентам всех видов учета (включая повреждения при гидравлических испытаниях) за период 2017–2019 года представлены в разделе 1.3.9.

Следует отметить, что техническое состояние большей части сетей централизованного теплоснабжения находится в неудовлетворительном состоянии, и, по факту, на сетях происходит большое количество порывов со всеми сопутствующими негативными последствиями.

По информации, полученной от иных организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения города Смоленск, отказов тепловых сетей (аварий) за последние годы – не происходило. Отсутствие отказов способствует проведению технического обслуживания и системы ремонтов, проводимых в соответствии с графиками планово-предупредительного ремонта.

### **1.9.3 Частота отключений потребителей**

Согласно данным по отказам участков тепловой сети за период 2017 года по 2019 год (представленные в разделе 1.3.9.) частота отключения потребителей Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» составила: в 2017 году 57 инцидентов, в 2018 году 32 инцидента и 2019 году 20 инцидентов.

За тот же период времени частота отключений для МУМ «Смоленсктеплосеть» составила: в 2017 году 23 инцидента, в 2018 году 10 инцидентов и 2019 году 95 инцидентов.

### **1.9.4 Значения потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений**

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей и теплоснабжения потребителей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях и составляет от 6 до 11 часов.

### **1.9.5 Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения**

В связи с отсутствием и (или) недостаточным объемом информации представленной теплоснабжающими организациями, согласно данных раздела 1.3.6, а также данных раздела

1.7.3, анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения, необходимо провести при следующей актуализации схемы с разработкой детализированного плана мероприятий по приведению показателя в соответствии с требованиями п. 6.26 СП124.13330.2012."

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения отсутствуют. Показатель надежности удовлетворяет требованиям п. 6.26 СП124.13330.2012.

#### **1.9.6 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора**

Согласно, Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001 № 191:

Авариями в тепловых сетях считаются (п. 2.10):

- разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности, которых продолжается более 36 часов;

- повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50% отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

Технологическими отказами в тепловых сетях считаются (п.2.11):

- неисправности трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, поиск утечек, вызвавшие перерыв в подаче тепла потребителям I категории (по отоплению) свыше 4 до 8 часов, прекращение теплоснабжения (отопления) объектов соцкультбыта на срок, превышающий условия п. 4.16.1 ГОСТ Р51617-2000 «Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия» (допустимая длительность температуры воздуха в помещении не ниже 12 °С - не более 16 часов; не ниже 10°С не более 8 часов; не ниже 8 °С - не более 4 часов).

Функциональными отказами в тепловых сетях считаются (п. 2.12):

- нарушения режима, не вызвавшие последствий, указанных в пп.2.10 и 2.11 Методических рекомендаций, а также отключение горячего водоснабжения, осуществляемое для сохранения режима отпуска тепла на отопление при ограничениях в подаче топлива, электро- и водоснабжении.

Инцидентами не являются:

- повреждения трубопроводов и оборудования, выявленные во время испытаний, проводимых в неотапительный период;

- отключения теплопровода и системы теплоснабжения объектов, находящихся на балансе потребителя, если оно произошло не по вине персонала теплоснабжающей организации.

В аварийно-диспетчерской службе должна вестись статистика аварийных отключений участков тепловых сетей. Информация, заносимая в специальную форму, позволяет

отслеживать время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, определять зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило. По отчетам серьезных аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Источники тепла работают в штатном режиме.

В связи с отсутствием и (или) недостаточным объемом информации представленной теплоснабжающими организациями, согласно данных раздела 1.3.6, при следующей актуализации схемы провести подробный анализ актуальных данных с определением фактического показателя, характеризующего время аварийной недопоставки".

#### **1.9.7 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.**

Ввиду отсутствия информации об отказах системы теплоснабжения за последние годы и прекращений подачи тепловой энергии, статистика восстановлений отсутствует.

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не должно превышать нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях, установленные распоряжением Министерства жилищно-коммунального хозяйства московской области №14 от 2 апреля 2010 года «Об утверждении Методических рекомендаций о порядке подготовки к отопительному периоду объектов жилищно-коммунального хозяйства в Московской области».

Время восстановления теплоснабжения потребителей, после аварийных отключений, приведенных в п/п 1.3.9, укладывается в нормативные сроки.

#### **1.9.8 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения**

Согласно предоставленным данным, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения города Смоленск с учетом реализации планов строительства, реконструкции тепловых сетей, увеличилось количество отказов в тепловых сетях с 44 инцидентов в 2018 году до 115 инцидентов в 2019 году.

### **1.10 Раздел 9. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

#### **1.10.1 Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями».**

Раскрытие информации организациями, осуществляющими регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения, производится согласно требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 5 июля 2013 года №570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами

регулирования». Формы отчетности, заполненные в рамках стандартов раскрытия информации, должны находиться на сайтах теплоснабжающих организаций.

По состоянию на момент написания схемы теплоснабжения города Смоленск из теплоснабжающих организаций, на своих официальных сайтах сведения о результатах финансово-хозяйственной деятельности в сфере теплоснабжения в соответствии с требованиями, установленными постановлением Правительства Российской Федерации:

- раскрыли - ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» и МУП «Смоленсктеплосеть»;
- не раскрыли (информация отсутствует) – МУП "Теплоснаб", ООО "Городские инженерные сети", ООО "СтройИнвест", ООО "Коммунальные системы", ОГУЭПП "Смоленскоблкоммунэнерго", ООО «Оптимальная тепловая энергетика», ООО «СмолАТП», Центральная дирекция по тепловодоснабжению - филиал ОАО "РЖД", ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ, войсковая часть 7459, АО «Пирамида и ООО «Фабрика «Шарм».

Полнота раскрытия информации не соответствует требованиям в полном объеме, установленными Постановлением Правительства РФ. Частично для некоторых организаций отсутствие информации можно объяснить тем, что для этих организации производство и передача тепловой энергии не является основным видом деятельности.

Основными технико-экономическими показателями источников теплоснабжения является удельный расход топлива на выработку и отпуск тепловой энергии. Следует отметить, что данные по фактическим показателям, занесенные в таблицу, определялись исключительно на основании экономической отчетности предприятия и могут не отражать реального положения.

Основные эксплуатационные показатели работы источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии филиал ПАО «Квадра»-«Смоленская генерация» за 2019 год, представлены в таблице 1.41.

**Таблица 1.41** – Технико-экономические показатели работы Смоленской ТЭЦ-2

Наименование показателя	Ед. изм.	Смоленская ТЭЦ-2
Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	275
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/час	774
Установленная тепловая мощность паросилового оборудования	Гкал/час	474
Установленная тепловая мощность водогрейных котлов	Гкал/час	300
Выработка электроэнергии, в том числе:	тыс. кВт.ч	991825
по теплофикационному циклу	тыс. кВт.ч	613797
по конденсационному циклу	тыс. кВт.ч	378028
Затраты электроэнергии на собственные нужды (ТФУ)	тыс. кВт.ч	131144
Отпуск электроэнергии с шин	тыс. кВт.ч	860681
- по теплофикационному циклу	тыс. кВт.ч	532638
- по конденсационному циклу	тыс. кВт.ч	328043
Затраты электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды (сетевые насосы)	тыс. кВт.ч	38381
Полезный отпуск электроэнергии	тыс. кВт.ч	822300
Выработка теплоты, в том числе:	Гкал	1436994
пар	Гкал	21926

Наименование показателя	Ед. изм.	Смоленская ТЭЦ-2
горячая вода	Гкал	1415068
Затраты теплоты на собственные нужды	Гкал	3093,0
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	1433901
Расход условного топлива	тут	449961
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии	гут/кВтч	234,8
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии с шин	гут/кВтч	270,6
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	тут	217093
Удельный расход условного топлива на производство тепла	кгут/Гкал	151,1
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла в сеть	кгут/Гкал	151,4
Коэффициент теплофикации ТЭЦ	-	0,612
Коэффициент топливоиспользования (КИТ)	%	67,98%
Число часов использования установленной электрической мощности	часов	3607
Число часов использования установленной тепловой мощности	часов	1853
Кпд производства электроэнергии	%	52,3%
Коэффициент использования мощности	%	41,2%
Коэффициент использования тепловой мощности	%	21,2%
<b>"Физический" метод ОРГЭС, СО 153.34.09.151</b>		
Расход условного топлива, относимый на отпуск электроэнергии в сеть	тут	222212,4
Расход условного топлива, относимый на отпуск тепла	тут	227748,6
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла в сеть	кг у.т./Гкал	158,8
Удельный расход условного топлива на полезный отпуск электроэнергии	гут/кВт*час	270,2

Сводные технико-экономические показатели работы котельных за 2019 год согласно представленной отчетности, приведены в таблице 1.42.

**Таблица 1.42 – Сводные технико-экономические показатели котельных по отчетности теплоснабжающих организаций**

Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды	Потери в ТС	Расход эл.эн. на производство тепла котельной	Расход воды на производство тепла котельной	Удельный расход условного топлива на выработку тепла	КПД котельной	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения
	в гор. воде	в паре							
	Гкал	Гкал							
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация»</b>									
Котельный цех ПП "Смоленская ТЭЦ-2", ул. Кашена, 10а	236496	27134	2019	53603	8991,8	422,03	168,9	84,6%	66,2%
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>									
Котельная №1, ул. Нормандия-Неман, в районе дома № 6	14341		316,9	1135	613,2	1976,9	192,2	74,3%	66,8%
Котельная №2, ул. Академика Петрова, в районе дома № 9	8830		195,2	730,3	189,2	1382,9	179,0	79,8%	71,4%
Котельная №4, ул. Академика Петрова, в районе дома № 2	5442		120,3	1029,1	179,6	1507,1	203,2	70,3%	55,4%
Котельная №6, пер. 2-й Краснофлотский, в районе ж.д. 38	5352		118,3	629	84,2	343,5	181,8	78,6%	67,6%
Котельная №7, ул. 2-я Вяземская, в районе дома №5	9770		215,9	1288,2	276,9	1215,9	182,8	78,1%	66,1%
Котельная №8, ул. Парковая, в районе дома № 20	1470		32,5	80,0	90,4	212,8	168,0	85,0%	78,5%
Котельная №12, пос. Вишенки, на территории Геронтологического центра	8666		191,5	1233	411,43	1088,7	184,9	77,3%	64,6%



Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды	Потери в ТС	Расход эл.эн. на производство тепла котельной	Расход воды на производство тепла котельной	Удельный расход условного топлива на выработку тепла	КПД котельной	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения
	в гор. воде	в паре							
	Гкал	Гкал							
Котельная №13 Областная больница пр-т Гагарина, д.27	14436		319,0	431	46,20	700,6	156,4	91,3%	86,6%
Котельная №14, пос. Гедеоновка	7675		169,6	1394	217,8	953,8	185,9	76,8%	61,2%
Котельная №15 ул. Кловская, в районе д.46	6626		146,4	600	214,1	737,3	170,4	83,8%	74,4%
Котельная №16 ул. Кловская, в районе д.19	5028,8		111,1	700	173,792	189,6	157,7	90,6%	76,0%
Котельная №18 ул. Гарабурды, в районе д.13	14095		311,5	1886	407,1	1841,6	207,9	68,7%	58,0%
Котельная №19 Ситники-1 ул. Маршала Еременко, в районе д.22	9986		220,7	1319	250,7	1688,8	161,3	88,6%	74,9%
Котельная №20 Ситники-2 ул. Маршала Еременко, в районе д.44	12256		270,9	1327	279,2	808,3	182,8	78,2%	68,0%
Котельная №21 Ситники-3 ул. Генерала Городнянского, в районе д.1	30873		682,3	2932	945,17	3208,7	176,2	81,1%	71,6%
Котельная №23 ул. Генерала Лукина, в районе СШ №19	793		17,5	35	16,86	38,8	160,3	89,1%	83,2%
Котельная №24 ул. Гастелло в районе СШ №10	2065		45,6	583	54,0	113,2	176,9	80,7%	56,2%
Котельная №25 ул. 3-я Северная, в районе бани №5	639		14,9	251	4,3	359,7	235,7	60,6%	35,4%

Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды	Потери в ТС	Расход эл.эн. на производство тепла котельной	Расход воды на производство тепла котельной	Удельный расход условного топлива на выработку тепла	КПД котельной	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения
	в гор. воде	в паре							
	Гкал	Гкал							
Котельная №26, улица Фрунзе, в районе д.40	722		1,6	13	8,2	2211,8	181,3	78,8%	77,2%
Котельная №27 пос. Красный бор, в районе сан.- лесной школы	769		2,7	221	17,6		207,5	68,8%	48,8%
Котельная №28 пос. Нижняя Дубровенка, в районе школы-интерната	1510		1,4	151	30,3	249,9	172,7	82,7%	74,4%
Котельная №29 пос. Красный Бор в районе школы №5	944		20,9	185	12,5	66,1	207,5	68,8%	61,7%
Котельная №30 пос. Красный Бор, в районе детского сада № 6	173		1,0	15	16,4	182,4	158,4	90,2%	81,9%
Котельная №31 пос. Красный Бор, в районе «Дома ребенка»	715		2,0	49	39,08		155,7	91,8%	85,2%
Котельная №32 ул. Соболева, д.116	5846		129,2	1163	92,83	810,2	205,9	69,4%	54,1%
Котельная №33 ул. Рабочая д.4 (в районе СШ №18)	2987		66,0	1236	83,48	604,9	192,1	74,4%	41,9%
Котельная №34, пер. 2-й Краснофлотский, в районе дома №40-а	7825		172,9	1289	216,23	1806,6	197,6	72,3%	58,8%
Котельная № 35 ул. Лавочкина (в районе д.39)	6895		152,4	492	233,33	551,9	155,4	91,9%	83,4%
Котельная №36 Ситники-4 ул. Лавочкина, в районе	13763		304,2	1084	429,12	1358,5	149,9	95,3%	85,7%

Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды	Потери в ТС	Расход эл.эн. на производство тепла котельной	Расход воды на производство тепла котельной	Удельный расход условного топлива на выработку тепла	КПД котельной	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения
	в гор. воде	в паре							
	Гкал	Гкал							
д.54б									
Котельная №37 пос. Торфопредприятие (в районе д.44)	1689		37,3	447	22,67	63,8	177,9	80,3%	57,3%
Котельная №38, ул. Мало-Краснофлотская (в районе дома №31а)	5398		49,6	335	52,33	2586,1	157,1	90,9%	84,4%
Котельная №39, ул. Строгань в районе дома №5	9189		203,1	562	143,30	408,0	203,1	70,3%	64,5%
Котельная №40, пос. Миловидово, в районе дома №24/2	3619		80,0	1646	49,11	72,1	156,1	91,5%	47,9%
Котельная №41, пер. 4-й Краснофлотский в районе дома 4-а	3615		79,9	589	97,10	499,5	204,1	70,0%	57,0%
Котельная №42 ул. Лавочкина, в районе дома № 47/1	2877		63,6	273	96,07	231,5	195,7	73,0%	64,5%
Котельная №43 ул. Ракитная, д.1а	2057		45,5	448	119,94	180,0	183,7	77,8%	59,1%
Котельная №44 ул. Радищева (в районе д.14-а)	3633		80,3	752	99,99	349,2	189,8	75,3%	58,0%
Котельная №46 на территории ОАО "Гнездово"	26176		573,5	3654	1278,19	33,0	172,0	83,0%	69,6%
Котельная №50 ул. Соболева, д.113	9746		215,4	1005	709,44	2643,0	197,5	72,3%	63,3%

Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды	Потери в ТС	Расход эл.эн. на производство тепла котельной	Расход воды на производство тепла котельной	Удельный расход условного топлива на выработку тепла	КПД котельной	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения
	в гор. воде	в паре							
	Гкал	Гкал							
Котельная №51 ул. Лавочкина, д.55	562		12,4	250	73,65	85,3	285,1	50,1%	26,7%
Котельная №52, ул. Революционная (в районе школы № 13)	695		1,6	208	48,14	180,0	191,5	74,6%	52,1%
Котельная №53, ул. Нормандия-Неман, в районе жилого дома №1	5586		123,4	314	199,28	406,5	167,2	85,4%	78,8%
Котельная №54, ул. Зои Космодемьянской, в районе дома №3	8325		160,2	894	254,92	438,9	154,7	92,3%	80,6%
Котельная №55, шоссе Краснинское в районе жилого дома 3-б	6201		137,0	533	223,64	206,3	176,1	81,1%	72,4%
Котельная №56, в районе гор. Коминтерна	4883		107,9	725	153,79	663,3	164,7	86,8%	72,0%
Котельная №66, ул. Колхозная д.48 (на территории ОАО "Стекло")	7459		74,6	681	218,76	1500,7	148,4	96,2%	86,5%
Котельная №67, по улице Нахимова 18 б	10991		242,9	1155	401,47	923,5	170,6	83,8%	73,1%
Котельная №68 ул. Кловская, д.27	2104		20,8	421	129,52	73,5	189,9	75,2%	59,4%
Котельная №69, ул. Московский Большак, д.12	142		3,1	67	129,52		176,1	81,1%	41,1%
Котельная №72 ул. Станционная (в районе д.1)	5224		121,9	880	119,18	280,7	151,1	94,5%	76,4%
Котельная ООО "Смолхладосервис", ул. Октября, д.46	1586		35,0	623	70,79		321,0	44,5%	26,0%

Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды	Потери в ТС	Расход эл.эн. на производство тепла котельной	Расход воды на производство тепла котельной	Удельный расход условного топлива на выработку тепла	КПД котельной	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения
	в гор. воде	в паре							
	Гкал	Гкал							
Котельная №74, ул. Карбышева, д.9	6745		149,1	1092	275,10	777,4	169,0	84,5%	69,0%
Котельная №73, улица Социалистическая, в районе дома № 6	25502		563,6	1550	750,77	860,0	191,5	74,6%	68,4%
Котельная ул. Кутузова д.15	484		5,2	56,5	27,52		165,5	86,3%	75,3%
Котельная №64, ул. Дохтурова, пристроена к подвалу дома № 29	1057		10,8	7,5	0,91	6,5	170,6	83,7%	82,3%
<b>Итого:</b>	<b>356038</b>		<b>7552,1</b>	<b>42649</b>	<b>11378</b>	<b>39679</b>	<b>178,7</b>	<b>79,95%</b>	<b>68,7%</b>
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>									
БМК ул. Нарвская (в районе д.19)	15491		183,0	183,0	289,76		159,7	89,5%	87,4%
<b>ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"</b>									
Котельная ООО "СмолАТП"	1248		37,4	181,6	91,46	0,217	174,4	81,9%	67,5%
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>									
Котельная ООО "Коммунальные системы"	5671,5		125,3	132,6	104,34	1,48	157,3	90,8%	86,7%
<b>Центральная дирекция по теплоснабжению - филиал ОАО "РЖД"</b>									
Котельная 1-й Краснофлотский пер., д.15	4156		239,0	98,0	142	11,47	161,2	88,6%	81,4%
Котельная ул. Нижне-Лермонтовская, д.19а	1681		199,0	72,0	39	6,71	161,0	88,7%	74,4%
<b>Итого</b>	<b>5837,0</b>		<b>438,00</b>	<b>170,00</b>	<b>181,0</b>	<b>18,2</b>	<b>161,2</b>	<b>88,6%</b>	<b>79,4%</b>
<b>ОГУЭПП "Смоленсккоммунэнерго"</b>									
Котельная п. 430 км	2739		59	10	101,8	11,7	159,3	89,7%	87,4%

Наименование и адрес источника тепловой энергии	Произведено тепла		Расход тепла на собственные и хоз. нужды	Потери в ТС	Расход эл.эн. на производство тепла котельной	Расход воды на производство тепла котельной	Удельный расход условного топлива на выработку тепла	КПД котельной	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения
	в гор. воде	в паре							
	Гкал	Гкал							
<b>Войсковая часть 7459</b>									
Котельная в/ч 7459	6524		144	773,0	154,9	1,54	155,3	92,0%	79,1%
<b>ООО "Строй Инвест"</b>									
Котельная ООО "Стройинвест", ул. Соболева, д.102	695,0		7	31,0	62,59	0,124	230,6	61,9%	58,6%
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>									
БМК, пер. Ново-Чернушенский (рядом с д.№17)	1929		51,2	18	42,8	0,04	170,0	84,0%	81,0%
БМК, ул. Рыленкова, (в районе д.№50)	1768		38,8	44	55,9	0,06	154,4	92,5%	88,2%
<b>Итого</b>	<b>3697,1</b>		<b>90,00</b>	<b>62,00</b>	<b>98,7</b>	<b>0,1</b>	162,5	87,9%	84,3%
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>									
Котельная №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2	16881		239	734,3	895,8	1,86	165,8	86,1%	81,2%
Котельная №83	3048		76,7	590,9	254,9	5,02	213,9	66,8%	52,2%
<b>Итого</b>	<b>19929,6</b>		<b>315,30</b>	<b>1325,14</b>	<b>1150,7</b>	<b>6,9</b>	173,2	82,5%	75,7%
<b>АО "Пирамида"</b>									
Котельная ОАО "Пирамида", ул. Шевченко, 75	4155		44,0	20,0	208,3	0,54	154,95	92,2%	90,8%
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>									
Котельная ООО "Шарм", Чуриловский тупик, 6/2	45967		1299	1053	721,4	29,00	159,3	89,7%	85,1%
<b>Всего по источникам централизованного теплоснабжения</b>	<b>2119556</b>	<b>49060</b>	<b>15406</b>	<b>344156</b>	<b>157516</b>	<b>40171</b>	162,4	87,97%	70,89%

Структура отпуска тепловой энергии и расходы основных ресурсов, составленные на основании предоставленных данных и предложений теплоснабжающих организаций об установлении тарифа на тепловую энергию, которые проходят слушания и защиту в Департаменте Смоленской области по энергетике энергоэффективности, тарифной политике, приведены в таблице 1.43 – 1.45.

По итогам работы теплоснабжающих организаций основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо, расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала. Высокая доля затрат на топливо свидетельствует о низкой энергетической эффективности оборудования и подчеркивает необходимость выполнения работ по модернизации источников тепловой энергии.

Отсутствие затрат на амортизацию основных производственных фондов, текущий и капитальный ремонт свидетельствует об отсутствии воспроизводства основных производственных фондов и износе оборудования.

**Таблица 1.43** – Структура отпуска тепловой энергии и расход основных ресурсов (начало)

Наименование статьи	ПАО "Квадра"- «Смоленская генерация»	МУП "Смоленсктеплосеть"	МУП "Теплоснаб"	ООО «Оптимальная тепловая энергетика»	ООО "Смоленское автотранспортное предприятие"
	2019	2019	2019	2019	2019
Выработка тепловой энергии, Гкал	1700624	370393	798	17476	1960
Расход тепловой энергии на собственные нужда котельной, Гкал	5112	10076	13	183	24
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	1695512	360317	785	17293	1936
Покупка тепловой энергии, Гкал	272004	1232125			
Нормативные потери тепловой энергии в сети, Гкал	325117	217851	38	73	178
Полезный отпуск тепловой энергии из сети, Гкал	1642399	1374590	747	17220	1758
Расход основного топлива, газ тыс.м <sup>3</sup>			159,0	2405	294,199
Расход электроэнергии, тыс. кВт.ч.			87,9	358,9	85,992
Расход воды, тыс. м <sup>3</sup>			0,069	1,751	0,346
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	552379	427646	1920	2773	724
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	479129	128862	3723	6869	241
Расходы на приобретение энергоресурсов:	1900516	955716	1908	15434	2834
Топливо на технологические цели, тыс. руб.	1122228	286671	1124	12625	2074
Стоимость потерь тепловой энергии, тыс. руб.					
Вода на технологические цели, тыс. руб.		114538	2,141	89	10
Электроэнергия на технологические цели, тыс. руб.	112249	119518	782	2720	750
Покупная тепловая энергия, тыс. руб.	666039	434989			
Услуги по передаче тепловой энергии, тыс. руб.	389279				
Расходы из прибыли, тыс. руб.	114472	11647		4010	84
Выпадающие доходы, тыс. руб.				1898	
Необходимая валовая выручка, тыс. руб.	3435775	1523872	7551	30983	3884



**Таблица 1.44** – Структура отпуска тепловой энергии и расход основных ресурсов (продолжение)

Наименование статьи	ООО "Коммунальные системы"	ООО "РЖД"	ОГУЭПП "Смоленскоблкоммунэнерго"	Войсковая часть 7459	ООО "Строй Инвест"
	2019	2019	2019	2019	2019
Выработка тепловой энергии, Гкал	7089	8889	2768	6524	695
Расход тепловой энергии на собственные нужда котельной, Гкал	130	113	61	144	7
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	6959	8776	2707	6380	688
Покупка тепловой энергии, Гкал					
Нормативные потери тепловой энергии в сети, Гкал	113	666	10	773	31
Полезный отпуск тепловой энергии из сети, Гкал	6846	8110	2697	5607	657
Расход основного топлива, газ тыс.м <sup>3</sup>	964,47	1447	381	897,6	94,6
Расход электроэнергии, тыс. кВт.ч.	159,893	176	71,9	154,9	62,6
Расход воды, тыс. м <sup>3</sup>	2,41	1,91	0,322	0,663	0,124
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	4043	13017	587	2671	1313
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	2989	9744	1650	0	724
Расходы на приобретение энергоресурсов:	5969	48251	1059	5876	928
Топливо на технологические цели, тыс. руб.	5136	41898			511
Стоимость потерь тепловой энергии, тыс. руб.			1059		
Вода на технологические цели, тыс. руб.	62	1961	0	41	3
Электроэнергия на технологические цели, тыс. руб.	771	4392	0	1016	414
Покупная тепловая энергия, тыс. руб.					
Услуги по передаче тепловой энергии, тыс. руб.					
Расходы из прибыли, тыс. руб.	100	1456	0		123
Выпадающие доходы, тыс. руб.					
Необходимая валовая выручка, тыс. руб.	13101	72468	3297	8546	3087

**Таблица 1.45** – Структура отпуска тепловой энергии и расход основных ресурсов (продолжение)

Наименование статьи	ООО "Городские инженерные сети"	ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ	ОАО «Пирамида»	ООО «Фабрика «Шарм»
	2019	2019	2019	2019
Выработка тепловой энергии, Гкал	9115	49745	4155	40734
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал	90	1135	44	937
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	9025	48610	4111	39797
Покупка тепловой энергии, Гкал				
Нормативные потери тепловой энергии в сети, Гкал	62	5169	20	435
Полезный отпуск тепловой энергии из сети, Гкал	8963	43441	4091	39362
Расход основного топлива, газ тыс.м <sup>3</sup>	1274	6800	570,5	5763,1
Расход электроэнергии, тыс. кВт.ч.	342	1254	208,3	1171,9
Расход воды, тыс. м <sup>3</sup>	0,408	9,21	0,538	29
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	6423	29806	1428,0	16520,5
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	7921	6823	1313,3	2588,3
Расходы на приобретение энергоресурсов:	9278	58892	4831	37508
Топливо на технологические цели, тыс. руб.	6690	42304	3321,02	30470,9
Стоимость потерь тепловой энергии, тыс. руб.				
Вода на технологические цели, тыс. руб.	23	765	3,9	1224,3
Электроэнергия на технологические цели, тыс. руб.	2565	15823	1506,5	5812,9
Покупная тепловая энергия, тыс. руб.				
Услуги по передаче тепловой энергии, тыс. руб.				
Расходы из прибыли, тыс. руб.	841	39	210,0	
Выпадающие доходы, тыс. руб.				
Необходимая валовая выручка, тыс. руб.	24462	95559	7783	56617

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

Изменения касаются количества вырабатываемого тепла, собственных нужд, отпуска тепловой энергии в тепловую сеть и потерь в тепловых сетях.

### **1.11 Раздел 10. Цены и тарифы в сфере теплоснабжения.**

**1.11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен и тарифов за последние 3 года.**

Динамика утвержденных тарифов организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения города Смоленска, по данным Департамента Смоленской области по энергетике энергоэффективности, тарифной политике, приведена в таблице 1.46.

**Таблица 1.46 – Динамика утвержденных тарифов, организаций, занятых в сфере теплоснабжения.**

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя			
	год	2017	2018	2019	2020
<b>ПАО "Квадра"</b>					
<b>Тариф на тепловую энергию для потребителей, тепловые сети которых присоединены к тепловым сетям ПАО "Квадра"</b>					
Вода, без НДС	руб./Гкал	1267,54	1323,31	1349,78	1403,77
Отборный пар давлением от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup> , без НДС	руб./Гкал	2375,82	5540,15	-	-
Острый и редуцированный пар, без НДС	руб./Гкал	2376,31	4678,73	-	-
Население, с НДС	руб./Гкал	1495,7	1561,51	1619,74	1684,52
<b>Тариф на тепловую энергию для потребителей, тепловые сети которых присоединены к объектам теплоснабжения прочих теплоснабжающих, теплосетевых организаций</b>					
Вода, без НДС	руб./Гкал	1886,2	1969,19	2008,57	2086,91
Отборный пар давлением от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup> , без НДС	руб./Гкал	-	-	-	-
Острый и редуцированный пар, без НДС	руб./Гкал	1885,59	1968,56	-	-
Население, с НДС	руб./Гкал	2225,72	2323,64	2410,28	2504,29
<b>Льготные тарифы на тепловую энергию для жилых домов, расположенных по адресу: г. Смоленск, ул. Чернышевского, дом 1 и дом 5, тепловые сети которых присоединены к объектам теплоснабжения ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>					
Население, с НДС	руб./Гкал	1658,18	1731,14	1795,78	1867,61
<b>МУП "Смоленсктеплосеть"</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал	2461,9	2463,1	2522,4	2615,95
Тариф на передачу тепловой энергии, без НДС	руб./Гкал	419,1	423,84	473,79	491,88
<b>МУП "Теплоснаб"</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал	1124,48	831,23	831,23	Тарифы не подлежат регулированию и

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя			
	год	2017	2018	2019	2020
					определяются соглашением сторон теплоснабжения
<b>ООО «Оптимальная тепловая энергетика»</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал	1707,47	1779,18	1826,9	1899,98
<b>ООО Смоленское автотранспортное предприятие"</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал		2178,23	2254,7*	2254,7*
<b>ООО "Коммунальные системы"</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал		1897,77	1934,58	1961,78
<b>ООО "РЖД"</b>					
Тариф на тепловую энергию по котельной 1-й Краснофлотский пер., без НДС	руб./Гкал	1599,95	1667,15	1700,49	1741,38
Тариф на тепловую энергию по котельной ул. Нижне-Лермонтовская, без НДС	руб./Гкал	1421,35	1481,05	1510,67	1568,39
<b>ОГУЭПШ "Смоленскоблкомунэнерго"</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал	3865,5	4027,78	4105,14	4228,29
Тариф на передачу тепловой энергии, без НДС	руб./Гкал	1048,88	1073,56	954,02	987,41
<b>Войсковая часть 7459</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал	1461,34	1509,96	1850,59	1899,09*
<b>ООО "Строй Инвест"</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал		4615,15	4831,87	4880,6
<b>ООО "Городские инженерные сети"</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал	2624,28	2729,25	2729,25	3048
<b>ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ</b>					
Тариф на тепловую энергию по котельной №3 в/г №34, ул. Котовского, д.2, без НДС	руб./Гкал	2229,75	2113,34	2180,06	2267,26
Тариф на тепловую энергию по котельной №83, без НДС	руб./Гкал	2229,75	2113,34	2180,06	2267,26
<b>АО "Пирамида"</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал	1874,31	1874,31	1898,25	1964,04
<b>ООО "Фабрика "Шарм"</b>					
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал	1412,35	1435,38	1441,71	1489,22
<b>* НДС не облагается</b>					

### **1.11.2 Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.**

Для утверждения тарифа на тепловую энергию производится экспертная оценка предложений об установлении тарифа на тепловую энергию. В тариф входят такие показатели как: выработка тепловой энергии, собственные нужды котельной, потери тепловой энергии, отпуск тепловой энергии, закупка топлива и прочих материалов на нужды предприятия, плата за электроэнергию, холодное водоснабжение, оплата труда работникам предприятия, арендные расходы и налоговые сборы и прочее.

На основании вышеперечисленного формируется цена тарифа на тепловую энергию, которая проходит слушания и защиту в Департаменте Смоленской области по энергетике энергоэффективности, тарифной политике.

В целях утверждения единых тарифов для населения города Смоленска (за исключением потребителей непосредственно присоединенных к коллекторам и сетям ПАО "Квадра"), теплосетевым организациям приобретающим тепловую энергию для осуществления коммерческой деятельности и льготных тарифов на отдельные объекты ФГБУ "ЦЖКУ по ЗВО" МО РФ, формирование тарифа на тепловую энергию производится по замыкающей цене, при которой в экономически обоснованных расходах ЕТО ПАО "Квадра", действующей в пределах границ муниципального образования, учитываются также и затраты на приобретение тепловой энергии у теплоснабжающих организаций. При этом основной целью осуществления регулирования конечных цен указанным способом, является формирование стоимости коммунальных услуг по единой цене, для потребителей тепловой энергии, подключенных к объектам теплоснабжения прочих теплоснабжающих организаций. Соответственно уполномоченным органом, осуществляющим функции государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию, производится экспертная оценка предложений от всех организаций в части предложения об установлении экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию по всем статьям расходов.

На основании указанной оценки и обоснованных корректировок формируются цены (тарифы) на тепловую энергию, которые после проведения слушаний, утверждаются Решением Департамента Смоленской области по энергетике энергоэффективности, тарифной политике.

Структура затрат, участвующих в формировании тарифа на тепловую энергию, на момент актуализации схемы теплоснабжения представлена в п.1.9.4.

Значения утвержденных тарифов, по каждой теплоснабжающей организации за базовый 2019 год, приведены п. 1.10.1

Однако при явном преимуществе такой системы ценообразования (в части обеспечения единой тарифной политики по отношению к потребителям коммунальных услуг (населению) в пределах городской черты), существуют значительные недостатки внутриузлового перекрестного субсидирования, в числе которых, можно указать:

- отсутствие заинтересованности снижения производственных издержек, при производстве тепловой энергии на источниках тепла с высокой себестоимостью производства;
- отсутствие заинтересованности в установке приборов учета тепловой энергии в условиях падающего спроса (реализация программ повышения энергетической эффективности в потребительском секторе и риск влияния более теплой погоды на снижение валовой выручки);
- отсутствие заинтересованности в части вывода из эксплуатации неэффективных котельных, путем перевода тепловой нагрузки на сети более эффективных источников тепловой энергии;

- отсутствие заинтересованности повышения эффективности при эксплуатации передаточных устройств (распределительных сетей и ЦТП) снижающих базу валовой выручки при передаче тепловой энергии и теплоносителей);
- отсутствие заинтересованности в установке приборов коммерческого учета на границе балансовой принадлежности смежных сетей.

### 1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.

Плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемые к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемые здания, строения, сооружения.

Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

Информация по установлению платы за подключение к системе теплоснабжения теплоснабжающими организациями города Смоленска предоставлена Департаментом Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике.

В соответствии с Постановлением Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике от 26.05.2014 №84 «Об установлении платы за подключение к системам теплоснабжения на территории Смоленской области» для организаций занятых в сфере теплоснабжения плата за подключение к системам теплоснабжения на территории города Смоленска в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика не превышает 0,1 Гкал/ч составляет 550 рублей (с НДС).

В соответствии полученной информацией в период 2016-2019гг. для организаций, занятых в сфере теплоснабжения на территории города Смоленска, за исключением ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация», плата за подключение к системе теплоснабжения в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика превышает 0,1 Гкал/ч – не устанавливалась.

Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки свыше 0,1 Гкал/ч, объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика, установленная для филиала ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» Постановлением Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике от 30.04.2019 № 46, приведена в таблице 1.47.

**Таблица 1.47** – Плата за подключение к системе теплоснабжения установленная для ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» на 2019г.

№ п/п	Величина подключаемой тепловой нагрузки объекта заявителя	Наименование расходов	Плата за подключение, тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)
1	более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	обязательные мероприятия по подключению объектов заявителей (П1)	11,735
2	свыше 1,5 Гкал/ч при наличии технической возможности подключения		11,735

Суммы поступления денежных средств от осуществления деятельности по подключению (технологическому присоединению) объектов заявителей с учетом платы за подключение к

системе теплоснабжения ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» по соответствующим договорам за 2016-2019 (6 месяцев) гг. представлено в таблице 1.48.

**Таблица 1.48** – Поступление денежных средств в ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» от деятельности по подключению объектов заявителей за 2017-2019гг.

Наименование	2017г.	2018г.	6 мес. 2019г.
Сумма оплаты согласно договорам (с НДС), руб.	1864,40	4536438,74	20465,48
Присоединяемая тепловая нагрузка согласно договоров, Гкал/ч	0,15	1,56	1,41

#### **1.11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплоснабжающих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

По информации, полученной от организаций занятых в сфере теплоснабжения города Смоленска, Департамента Смоленской области по энергетике энергоэффективности, тарифной политике плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей Департаментом – не устанавливалась.

По данным полученным от ресурсоснабжающих организаций плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности – не взимается.

#### **1.11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

Прирост тарифа на тепловую энергию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения приведен в п/п 1.11.1.

### **1.12 Раздел 11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города**

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

Функционирование систем централизованного теплоснабжения города Смоленска оценивается как удовлетворительное. В ходе общего анализа систем выявлен ряд факторов, негативно влияющих на качественную, эффективную работу систем теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения можно выделить следующие составляющие:

##### **1. Износ тепловых сетей.**

Износ тепловых сетей - это наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения. Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности, вызванному коррозией и усталостью металла, так и разрушению изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложений солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой

воды. Также отложения уменьшают проходной (внутренний) диаметр трубопроводов, что приводит к снижению давления воды на вводе у потребителей и повышению давления в прямой магистрали на источнике, а, следовательно, увеличению затрат на электроэнергию вследствие необходимости задействования дополнительных мощностей сетевых насосов.

Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем замены трубопроводов и реконструкции тепловых сетей.

## 2. Разбалансировка потребителей.

Фактические температурные графики отпуска тепла с котельных не соответствуют утверждённым графикам регулирования. Отличие разниц температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе относительно температурного графика на котельных свидетельствует о не точной гидравлической регулировке тепловых сетей. Отсутствие гидравлической наладки ведет к несоответствию расхода теплоносителя через систему отопления расчетному для каждого потребителя. В таких условиях велика вероятность отсутствия его циркуляции в наиболее удаленных от источника участках тепловой сети. Нарушение теплового и гидравлического режимов тепловой сети (завышенный расход теплоносителя) ведет к изменению температурного графика в системе отопления отдельных потребителей. Данное изменение температурного графика является частой причиной недотопа или перетопа. Последствия таких изменений у потребителей проявляется в виде ухудшения условий в отапливаемых помещениях.

Неравномерность температуры на вводе к потребителям по территории поселения приводит к «перетопу» (превышению нормативной температуры внутреннего воздуха) потребителей, находящихся наиболее близко к магистральным сетям и «недотопу» конечных потребителей. Установка автоматики погодозависимого регулирования и установка общедомовых приборов учета тепловой энергии позволит оптимизировать расход тепловой энергии и обеспечит поддержание комфортных температур внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях.

## 3. Отсутствие приборов учета у источников и потребителей тепловой энергии;

Отсутствие приборов учета тепловой энергии на всех на источниках тепловой энергии. Необходимость установки приборов учета тепловой энергии на источнике установлена Федеральным законом от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Отсутствие приборов учета у источников и потребителей не позволяет оценить фактическую выработку тепловой энергии источниками тепла и фактическое потребление тепловой энергии каждым потребителем.

В городе Смоленске нет программы установки приборов коммерческого учета тепловой энергии у потребителей, что не стимулирует теплоснабжающие организации к приведению системы теплоснабжения в соответствие с нормативными требованиями.

## 4. Отсутствие автоматизированных тепловых пунктов у потребителей;

Отсутствие автоматики тепловых пунктов у потребителей приводит к перетопам в переходные периоды работы системы теплоснабжения. Установка автоматики позволит улучшить параметры микроклимата в отапливаемых помещениях и снизить затраты денежных средств на отопление.

## 5. Износ оборудования котельных

6. Состояние поверхностей нагрева на ЦТП, приводит к увеличению циркуляционного расхода теплоносителей в пределах 25 – 30%, что наряду с разбалансировкой потребителей, влечет за собой возникновение необоснованных технологических ограничений в виде снижения располагаемого напора у конечных потребителей, подключенных по зависимой нерегулируемой



схеме и как следствие, отглушки подмешивающих устройств. Указанный фактор повлек за собой необходимость введения срезки температурного графика на уровне предельного значения параметров теплоносителей – 100°C, что определяет риск возникновения "недотопов" в режимах теплоснабжения при температурах наружного воздуха ниже минус 17°C;

Неоптимальное распределение мощности в системе теплоснабжения привело к заниженным коэффициентам использования мощности, как на базовых источниках тепла, так и большей части котельных, что обусловило существенный рост себестоимости производства тепловой энергии.

Выводы:

1. Система теплоснабжения города Смоленска выполняет свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям и требованиям нормативных документов.

2. Необходимы инвестиции для проведения реновации (восстановления) основных фондов системы теплоснабжения города Смоленска.

3. Необходимо осуществлять мероприятия по плановому ремонту и реконструкции источников тепла, своевременно перекладывать тепловые сети, отработавшие нормативный срок службы.

4. Необходимо сформировать 5-ти летнюю программу реконструкции поверхностей нагрева ЦТП (в первую очередь, с увеличением площади поверхностей нагрева 1 ступеней подогревателей, подключенных по смешанной схеме, а также восстановлению поверхностей нагрева скоростных кожухотрубных подогревателей).

5. С целью снижения внутриузлового перекрестного субсидирования необходимо сформировать программу оптимизации мощности основного оборудования котельных с учетом реализации следующих принципов:

- осуществить строительство объектов инженерной инфраструктуры, с целью переключения потребителей от котельных, находящихся в радиусе эффективного теплоснабжения базовых источников тепловой энергии с увеличением загрузки теплофикационного цикла;

- капитальный ремонт, замену и или реконструкцию основных средств котельных находящихся вне радиуса эффективного теплоснабжения источников с комбинированным производством, произвести в объеме фактически используемой мощности.

### **1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (источника тепла, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения). Основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения – это техническое состояние теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей.

В системе теплоснабжения города Смоленска имеются проблемы, существенно снижающие надежность, качество и экономическую эффективность теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения города Смоленска можно выделить:

1. Системные проблемы

- отсутствие у теплоснабжающих организаций стимула к реализации энергоэффективных мероприятий;

- недостаточность данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- отсутствие результатов испытаний на гидравлические и тепловые потери;
- отсутствие энергетических обследований тепловых сетей и котельных.

## 2. Проблемы на источниках тепловой энергии:

- износ и старение котельного оборудования;
- невысокие КПД котельных агрегатов и, как следствие, повышенные удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;

- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и отпуска тепловой энергии в котельных;

- низкий уровень автоматизации котельных;
- отсутствие резервного и аварийного топлива.

## 3. Проблемы в тепловых сетях:

- высокая степень износа тепловых сетей;
- несоответствие секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях, эксплуатируемых ПАО «Квадра» - «Смоленская генерация» требованиям СНиП СНиП41-02-2003 "Тепловые сети".

## 4. Проблемы в системах потребления услуг теплоснабжения:

- низкая степень охвата потребителей приборами учета тепла и средствами регулирования теплопотребления и как следствие неточность в оценке тепловых нагрузок потребителей;

- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов;

- отсутствие у организаций, эксплуатирующих жилой фонд, стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов при отсутствии приборов учета тепловой энергии у потребителей.

Наиболее существенное влияние на надежность теплоснабжения потребителей и управляемость систем при эксплуатации оказывают тепловые сети. Основной причиной технологических нарушений в тепловых сетях (разрушение теплопроводов или арматуры, образование свищей вследствие коррозии теплопроводов, гидравлическая разрегулировка тепловых сетей) является высокий износ сетевого хозяйства. Более 70% тепловых сетей города Смоленска уже выработала свой ресурс.

- высокий уровень потерь из-за обветшания тепловых сетей и роста доли сетей, нуждающихся в срочной замене;

- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей (гидравлическое разрегулированное) и сопутствующие этому фактору «недотопы» и «перетопы» зданий;

- устаревшие технологии тепло- и гидроизоляции трубопроводов;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей.

Не менее важным является работоспособность основного оборудования котельных. Основное оборудование источников тепла города Смоленска, как правило, имеет высокую степень износа. Фактический срок службы части оборудования котельных больше предусмотренного технической документацией. Это оборудование физически и морально устарело и существенно уступает по экономичности современным образцам. Причина такого положения состоит в отсутствии средств у собственника или эксплуатирующей организации для замены оборудования на более современные аналоги. Износ оборудования котельных приводит к снижению производительности котлов и увеличению удельных расходов. Кроме того, износ

оборудования котельных не позволяет в полной мере обеспечить необходимые температурные и гидравлические режимы работы систем теплоснабжения. Решению данной проблем следует уделить особое внимание и вопросы, связанные с техническим состоянием источников тепла, не должны становиться объектом пристального внимания на всех уровнях управления только в период подготовки к очередному отопительному сезону.

Отсутствие должного уровня средств автоматического управления технологическими процессами и режимом отпуска тепла приводит к невысокой экономичности даже неизношенного основного оборудования котельных, находящегося в хорошем техническом состоянии.

В части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей. Расстояние между источниками тепловой энергии в основном превышает радиусы эффективного теплоснабжения, что делает строительство перемычек экономически нецелесообразным.

Высокая степень износа основного оборудования и недостаточное финансирование теплоснабжающих предприятий не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Инвестиции в обновление систем теплоснабжения методично в течение многих лет сокращались. Многих аварий можно было бы избежать, если бы системы теплоснабжения были вовремя отрегулированы на нормативные характеристики. Для этого не требуется значительных средств. Затраты на восстановительные работы в десятки раз превышают затраты на наладку тепловых сетей

### **1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.**

В качестве теплоизоляционных материалов трубы в каналах используются, как правило, волокнистые материалы и в этом главная причина катастрофического состояния сетей. При износе теплосетей более 60 % количество аварий лавинообразно возрастает. Капитальный ремонт теплотрасс рекомендуется выполнять с заменой трубопроводов на предварительно изолированные трубопроводы в заводских условиях.

Оборудование источников теплоснабжения на сегодняшний день физически и морально устарело.

Система теплоснабжения города Смоленска практически выполняет свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям.

Следует отметить, что восстановление основных фондов системы теплоснабжения города Смоленска невозможно осуществить через повышение тарифа на тепловую энергию, необходимы прямые инвестиции государства для проведения реновации (восстановления) основных фондов системы теплоснабжения.

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

Проблемы в организации надежного и эффективного снабжения топливом, действующих систем теплоснабжения города Смоленска, сводятся к основной причине – отсутствие практически на всех источниках тепла резервного и аварийного топлив.

Ввиду работы источника теплоснабжения на природном газе, основной проблемой надежного снабжения топливом является некоторое снижение давления в газопроводе ввиду повышенного расхода в период стояния минимальных температур наружного воздуха.

Однако это обстоятельство не оказывает существенного влияния на надёжность теплоснабжения потребителей. Это объясняется тем, что колебания давления газа не выходят за пределы диапазона работы газоиспользующего оборудования.

В целом источники тепловой энергии в системах теплоснабжения в достаточной степени обеспечены топливом. Причиной нехватки топлива, в отдельных системах, может являться только плохая организация взаимоотношений между участниками процессов топливоснабжения и топливопотребления, а также управление этими процессами.

Глобальных проблем в надежном и эффективном снабжении топливом, действующей системы теплоснабжения, в городе Смоленске отсутствуют.

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

По информации, полученной от организаций занятых в сфере теплоснабжения города Смоленска и Администрации города, предписаний от надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения города Смоленска – не выдавалось.

#### **1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города, произошедших в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

Изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города Смоленска, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.