



Муниципальный контракт

Программа комплексного развития систем коммунальной
инфраструктуры муниципального образования

Павловский район

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Павловское СП

Обосновывающие материалы



Муниципальный контракт

Программа комплексного развития систем коммунальной
инфраструктуры муниципального образования
Павловский район

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Павловское СП

Обосновывающие материалы

ООО «ПИТП» г. Краснодар

(наименование организации - разработчика)

Генеральный директор ООО «ПИТП»:

Н.А.Делокьян

(должность руководителя организации-разработчика, подпись, фамилия)

ООО «Проектный Институт Территориального Планирования»



Оглавление

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	14
Глава 1. часть 1. Функциональная структура теплоснабжения.....	14
а) Зоны действия производственных котельных	14
б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения.	16
Глава 1. часть 2. Источники тепловой энергии	17
а) Структура основного оборудования.	17
б) Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.	18
в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.	19
г) Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.	21
д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.	25
е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии). ...	26
ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.	27
з) Среднегодовая загрузка оборудования.	29
и) Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.	40
к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.	42
л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	43
Глава 1. часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	44
а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника	



тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект.....	44
б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	46
в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.....	47
г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	48
д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.....	49
е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	51
ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	53
з) Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	55
и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	105
к) Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	116
л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	117
м) Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	119
н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	120
о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при	



отсутствии приборов учета тепловой энергии.....	122
п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.	123
р) Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	124
с) Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.	126
т) Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	127
у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	128
ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от повышенного давления.....	129
х) Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	131
Глава 1. часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	132
а) Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии....	132
Глава 1. часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии	133
а) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	133
б) Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	134



в) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.	136
г) Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.	137
д) Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.	138
Глава 1. часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	139
а) Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии., а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов.....	139
б) Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.....	140
в) Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.....	141
г) Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.	143
д) Описание резервов 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.	144
Глава 1. часть 7. Балансы теплоносителя	145
а) Описание утвержденных 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.....	145
б) Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	147
Глава 1. часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	149
а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	149
б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.	150
в) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.	151
г) Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.....	152
Глава 1. часть 9. Надежность теплоснабжения.....	153
а) 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.....	153
б) Анализ аварийных отключений потребителей.	162
в) Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.	163
г) Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).	164
Глава 1. часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	165
а) Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.	165
Глава 1. часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	170
а) Описание динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых	



органами исполнительной власти по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.	170
б) Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.	172
в) Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.	198
г) Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	200
Глава 1. часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения.	201
а) Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	201
б) Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	204
в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.	206
г) Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.	207
д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	208
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	209
а) Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.	209
б) Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на	



многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.....	213
в) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения.....	214
г) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.....	218
д) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предполагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	219
е) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.....	220
ж) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предполагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	221
з) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.....	222
и) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.....	223
к) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии	



потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.	224
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	225
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки.....	226
а) Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.	226
б) Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из выводов тепловой мощности источника тепловой энергии.....	229
в) Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.....	230
г) Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	231
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в том числе в аварийных режимах.	232
а) Обоснование балансов производительности водоподготовительных установок в целях подготовки теплоносителя для тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, а также обоснование перспективных потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям.....	232
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	235
а) Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	235



б) Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных нагрузок. ..	238
в) Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	239
г) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.	240
д) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.	241
е) Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. .	242
ж) Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	243
з) Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	244
и) Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	245
к) Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.	246
л) Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.	247
м) Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.	250



Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них252

а) Предложения и обоснование реконструкции и строительства тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)..... 252

б) Предложения и обоснование строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения..... 253

в) Предложения и обоснование строительства тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения..... 254

г) Предложения и обоснование строительства или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных..... 255

д) Предложения и обоснование строительства тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения..... 256

е) Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки..... 257

ж) Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса..... 258

з) Предложения и обоснование строительства и реконструкции насосных станций..... 259

Глава 8. Перспективные топливные балансы.....260

а) Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории



поселения, городского округа.....	260
б) Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива.	263
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	264
а) Обоснование перспективных показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии.	264
б) Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии.	265
в) Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии.	266
г) Обоснование перспективных показателей, определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.	268
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.	269
а) Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	269
б) Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.	270
в) Расчеты эффективности инвестиций.	271
г) Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.	272
Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.	274



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

Глава 1. часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

а) Зоны действия производственных котельных

Котельные по назначению подразделяются на:

отопительные - для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;

отопительно-производственные - для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и для технологического теплоснабжения;

производственные - для технологического теплоснабжения.

Все имеющиеся производственные котельные по надежности отпуска тепла потребителям относятся ко второй категории

Производственная котельная является источником тепловой энергии для обеспечения собственных производств и потребителей тепла на собственные хозяйственно - бытовые и технологические нужды.

Объекты жилищного сектора, а также административно - коммунального назначения к производственной котельной не подключены.

Перспективной схемой развития муниципального образования на перспективу до 2033 года строительство теплосетей от производственных котельных и перевод их в разряд отопительно-производственных не предусмотрено

Котельные предприятий, которые выносятся с существующих территорий подлежат реконструкции.

Реконструкция включает замену оборудования и автоматизацию с погодным регулированием. Необходимо переоборудовать имеющиеся



паровые котельные с заменой котлов на водогрейные, т.к. нагрузка по пару практически не востребована.



б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения.

Четкого функционального зонирования не наблюдается.

Основная застройка сегодня представлена преимущественно индивидуальными домами с индивидуальными источниками теплоснабжения.

Жилищный фонд индивидуально-определенных зданий составляет 60,6 % площади всего жилищного фонда города. В качестве топлива используется природный газ, жидкое топливо, твердое топливо - уголь и отходы мебельного производства. В перспективе до 2033 года зона малоэтажной застройки с индивидуальными источниками теплоснабжения увеличится на 22%.

Жилые районы одноэтажной застройки обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных (автономных) источников тепла.

Индивидуальные (автономные) источники теплоснабжения имеют ряд неустраняемых недостатков, к которым можно отнести:

- серьезное снижение надежности теплоснабжения;
- эксплуатация источников теплоснабжения жильцами;
- не высокое качество теплоснабжения (в силу второго недостатка);
- 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

Несмотря на вышеуказанные недостатки индивидуального теплоснабжения, для жилой застройки с плотностью населения до 180 человек на 1 кв. км в настоящее время альтернативы ему нет.



Глава 1. часть 2. Источники тепловой энергии

а) Структура основного оборудования.

Схема теплоснабжения разрабатывается с целью надежного и качественного теплоснабжения потребителей при минимальном воздействии на окружающую среду с учетом прогноза градостроительного развития до 2033 года

Теплоснабжение муниципального образования осуществляется централизованно от котельных с разной балансовой принадлежностью и децентрализованно от мелких котельных и индивидуальных источников тепла

Основное теплогенерирующее оборудование котельных - водогрейные котлы (водотрубные и жаротрубные).

Маломощные котельные муниципального образования оснащены напольными и настенными котлами газовыми котлами.

На большинстве котельных водоподготовки нет.

Подробные характеристики существующих котельных освещены в приложении 5.



б) Параметры установленной тепловой 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.

Ввиду отсутствия в настоящее время в рассматриваемой территории поселения теплоэлектроцентрали, а также в перспективе на ближайшие 10 лет, вопрос не рассматривается



в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.

Ограничение и отключение потребителей тепловой энергии применяются при возникновении недостатка тепловой мощности, энергии и топлива на районных котельных, а также при недостаточном гидравлическом напоре в сети по причине выхода из строя сетевых насосов, во избежание недопустимых условий работы оборудования, для предотвращения возникновения и развития аварий, для их ликвидации и для исключения неорганизованных отключений потребителей.

Размер ограничиваемой нагрузки потребителей, а также снижение расхода сетевой воды в подающем теплофикационном трубопроводе определяется дефицитом мощности или недостатком топлива на районных котельных, от которых питаются потребители. Размер ограничиваемой нагрузки потребителей сетевой воде (количество и параметры) устанавливает энергоснабжающая организация.

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 энергоснабжающей 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.

Ограничения тепловой мощности проектируемой котельной могут возникнуть по условиям соблюдения экологических норм в данном месте территории размещения проектируемого источника тепловой энергии.

До начала отопительного периода должны составляться графики ограничений и отключений абонентов, обеспечивающие локализацию аварийных ситуаций и длительного и глубокого нарушения гидравлического и теплового режимов предотвращение их развития, недопущение систем теплоснабжения, своевременное введение аварийных режимов.



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

Собственные нужды котельной - это количество тепловой энергии, расходуемое в котельной: на отопление здания котельной, на продувку котлов, на ХВО, на хозяйственно-бытовые нужды, для нужд мазутного хозяйства и на прочие технологические нужды.

Расход тепла на собственные нужды котельной определяется расчетным или опытным путем. (Расчет проводится согласно разделу 3 «Методических указаний по определению расхода топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий»).

Общий расход теплоты на собственные нужды котельной определяется как сумма расходов теплоты (пара) на отдельные элементы затрат:

- потери теплоты на нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой;
- расход теплоты на технологические процессы подготовки воды;
- расход теплоты на отопление помещений котельной и вспомогательных зданий;
- расход теплоты на бытовые нужды персонала;
- прочие.

При расчетах собственные нужды котлов отнесены к статье нужд котельной, при этом принимается к.п.д. котла брутто.

Доля теплоты на собственные нужды котельной определяется по формуле: $K_{сн} = Q_{сн}/Q_{выр}$.

Потери теплоты при растопке водогрейных котлов принимаются равными 0,9 аккумулирующей способности обмуровки.

Расход воды на ХВО для подпитки тепловых сетей относится к процессу передачи тепловой энергии и не должен включаться в состав



расхода на собственные нужды котельной. Расход воды на ХВО для компенсации расходов и потерь в системах отопления и горячего водоснабжения потребителей также не входит в состав собственных нужд котельной.



Существующее положение:

1	2 Установленная мощность, Гкал/ч	3 Полученная нагрузка Гкал/час	4 Выработка, Гкал/год	5 Собственные нужды Гкал/год	6 Потери в сети Гкал/год	7 Полный отпуск, Гкал/год	8 Удельный расход топлива, кг/ут.	9 Расход условного топлива, т/год	10 Расход электроэнергии, МВт/год	11 Расход воды, м3/год	12 рубли к которой относятся котельная при выпуске газа, млн.р.
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1 2 кот. Универсал мощностью 0,5 МВт	0,86	0,76	1521,56	33,92	154,93	1332,71	181,29	247,01	50,45	5515,32	0,1 - 1 вкл.
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1 2 кот. кс мощностью 0,5 МВт	1,2	1,17	2184,17	48,69	277,19	1858,3	181,29	354,57	91,06	1251,46	0,1 - 1 вкл.
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1 3 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт	1,03	0,79	1628,95	36,31	39,47	1553,17	181,29	264,44	38,85	7876,23	0,1 - 1 вкл.
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1 2 кот. Универсал мощностью 0,7 МВт	1,2	0,31	578,71	12,9	68,75	497,06	181,29	93,95	22,83	478,02	0,01 - 1 вкл.
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1 6 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт	2,06	1,43	2669,54	59,51	217,49	2392,55	181,29	433,37	50,16	1466,33	0,1 - 1 вкл.
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1 4 кот. Минск мощностью 0,7 МВт	2,41	1,59	3122,4	69,6	234,82	2817,98	181,29	506,88	59,24	8599,27	0,1 - 1 вкл.
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1 4 кот. Минск мощностью 0,9 МВт	3,1	2,3	4636,27	103,35	332,63	4200,29	181,29	752,64	104,06	17741,32	0,1 - 1 вкл.
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1 4 кот. Минск мощностью 0,9 МВт	3,1	2,27	4528,88	100,96	368,87	4059,05	181,29	735,21	108,26	15384,69	0,1 - 1 вкл.
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54 2 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт 2КС/КСВ0,55	1,63	1,33	2705,55	60,31	445,08	2200,16	175,72	439,21	62,15	11495,46	0,1 - 1 вкл.
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинин 7/1 6 кот. Минск мощностью 0,65 МВт	3,35	2,26	4664,38	103,98	294,03	4266,37	181,29	757,2	147,17	22376,93	0,1 - 1 вкл.
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1 2 кот. Универсал мощностью 0,55 МВт	0,95	0,54	1008,08	22,47	47,12	938,49	181,29	163,65	31,02	669,32	0,1 - 1 вкл.
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1 4 кот. Минск мощностью 0,35 МВт	1,2	0,22	410,7	9,16	24,17	377,38	181,29	66,67	15,53	403,92	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1 2 кот. Универсал мощностью 0,6 МВт	1,03	0,25	518,09	11,55	50,44	456,1	181,29	84,11	29,39	2760,55	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1 2 кот. Фундита 48 мощностью 0,048 МВт Пбакси 280,028	0,11	0,1	203,81	4,54	34,35	164,92	167,28	32,83	8,4	1084,32	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54 2 кот. Факел мощностью 0,2 МВт	0,34	0,17	317,36	7,07	37,75	272,53	181,29	51,52	11,17	360,89	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1 3 кот. ИИМА 100 мощностью 0,1 МВт	0,26	0,16	298,69	6,66	13,24	278,79	181,29	48,49	8,28	353,13	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3 2 кот. . мощностью 0,15 МВт	0,26	0,25	466,7	10,4	6,68	449,62	181,29	75,76	11,26	427,21	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1 2 кот. . мощностью 0,15 МВт	0,26	0,25	500,96	11,17	20,61	469,19	181,29	81,33	12,79	1982,77	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1 2 кот. . мощностью 0,15 МВт	0,26	0,25	500,96	11,17	62,5	427,3	181,29	81,33	12,79	1982,77	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1 2 кот. . мощностью 0,15 МВт	0,26	0,25	552,35	12,31	15,07	524,97	181,29	89,67	12,79	4316,1	0,01 - 0,1 вкл.



Перспективное положение на расчётный период :

	Установленная мощность, Гкал	Подключённая нагрузка Гкал/ч	Выработка, Гкал/год	Собственные нужды Гкал/год	Потери в сети Гкал/год	Полезный отпуск, Гкал/год	Удельный расход топлива, кг/ку	Расход условного топлива, т/ч	Расход электроэнергии, МВт/гч	Расход воды, м ³ /год	Группа к которой относится котельная при отпуске газа, млн.м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская 2 кот. . мощностью 0,46 МВт .	0,79	0,77	2129,92	47,48	11,49	2070,96	162,34	345,77	29,14	525,54	0,1 - 1 вкл.
Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская 2 кот. . мощностью 0,71 МВт .	1,22	1,2	3319,36	73,99	11,56	3233,8	162,34	538,86	38,7	755,61	0,1 - 1 вкл.
Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская 2 кот. . мощностью 0,46 МВт .	0,79	0,77	2129,92	47,48	11,49	2070,96	162,34	345,77	29,14	525,54	0,1 - 1 вкл.
Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская 2 кот. . мощностью 0,56 МВт .	0,96	0,94	2600,16	57,96	11,56	2530,64	162,34	422,1	22,04	592,47	0,1 - 1 вкл.
Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская 2 кот. . мощностью 1 МВт .	1,72	1,7	4702,42	104,83	19,46	4578,14	162,34	763,38	71,87	952,82	0,1 - 1 вкл.
Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская 2 кот. . мощностью 0,65 МВт .	1,12	1,1	3042,75	67,83	8,82	2966,1	162,34	493,95	38,7	718,73	0,1 - 1 вкл.
Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская 2 кот. . мощностью 0,21 МВт .	0,36	0,35	968,15	21,58		946,56	162,34	157,17	14,22	357,98	0,1 - 1 вкл.
Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская 2 кот. . мощностью 1,41 МВт .	2,42	2,4	6638,72	147,99	27,72	6463,01	162,34	1077,71	80,56	1228,17	0,1 - 1 вкл.
Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская 2 кот. . мощностью 0,82 МВт .	1,41	1,4	3872,58	86,33	24,61	3761,65	162,34	628,67	51,16	833,63	0,1 - 1 вкл.



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

Ввиду отсутствия в настоящее время и в ближайшей перспективе до 20 лет теплофикационного оборудования, вопрос не рассматривается



е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).

Схема выдачи тепловой мощности от источника включает в себя проложенные и вновь прокладываемые трубопроводы тепловой сети.

При выдаче тепловой мощности котельной в двухтрубную тепловую сеть на нужды отопления потребителей, сетевая вода от котлов подаётся непосредственно в трубопроводы сети.

В четырёхтрубную тепловую сеть вода на ГВС подаётся от блока водоводяных теплообменников.

Теплофикационных установок в системе теплоснабжения рассматриваемого муниципального образования в настоящее время и в ближайшей перспективе нет.

В дальнейшем, при решении реконструкции существующих котельных в источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии и при строительстве новых котельных с когенерацией, проектом должна быть разработана схема выдачи тепловой и электрической мощности.



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

Для регулирования отпуска тепловой энергии потребителям применяются два способа:

- регулирование температуры прямой сетевой воды регулированием теплопроизводительности каскада водогрейных котлов, при этом часть котлов выделена на горячее водоснабжение

- регулирование температуры прямой сетевой воды регулированием величины подмешивания обратной сетевой воды.

Температура прямой сетевой воды изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха в соответствии с температурным графиком.

Температурный график подающего трубопровода тепловой сети отопления - это зависимость температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть производителем тепла, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его в трубопроводе подачи тепловой сети должен производитель тепла.

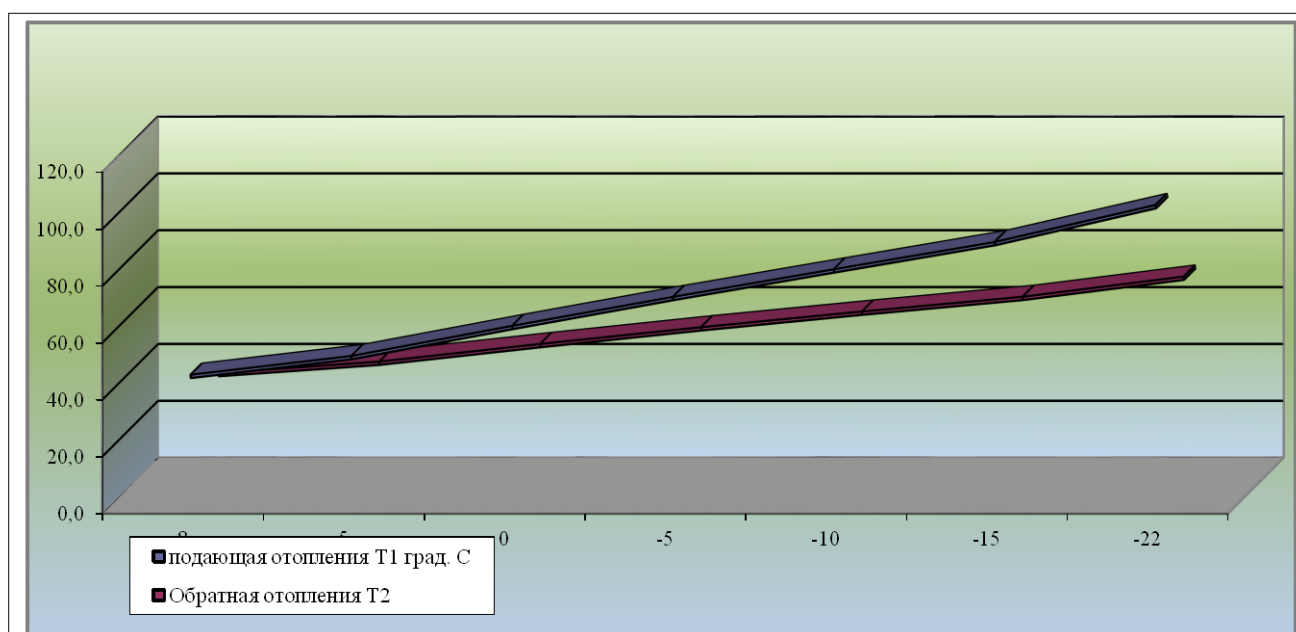
Температурный график теплоносителя в обратном трубопроводе – это зависимость температуры возвращаемой в тепловую сеть потребителем тепловой энергии, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его должен потребитель. Т.е. температура теплоносителя – это функция аргументом, т.е. независимой переменной которой является температура наружного воздуха.

Ввиду отсутствия у потребителей центральных и индивидуальных тепловых пунктов, в которых происходит нагрев воды на ГВС, срезка температурного графика отсутствует.



Температура наружного воздуха	подающая отопления Т1 град. С	обратная отопления Т2 град. С
8	45,3	36,1
5	51,9	40,1
0	62,5	46,3
-5	72,7	52,2
-10	82,4	57,7
-15	92,0	62,9
-22	105,0	70,0

Температурный график центрального качественного регулирования



подающая отопления Т1 град. С
обратная отопления Т2 град. С



з) Среднегодовая загрузка оборудования.

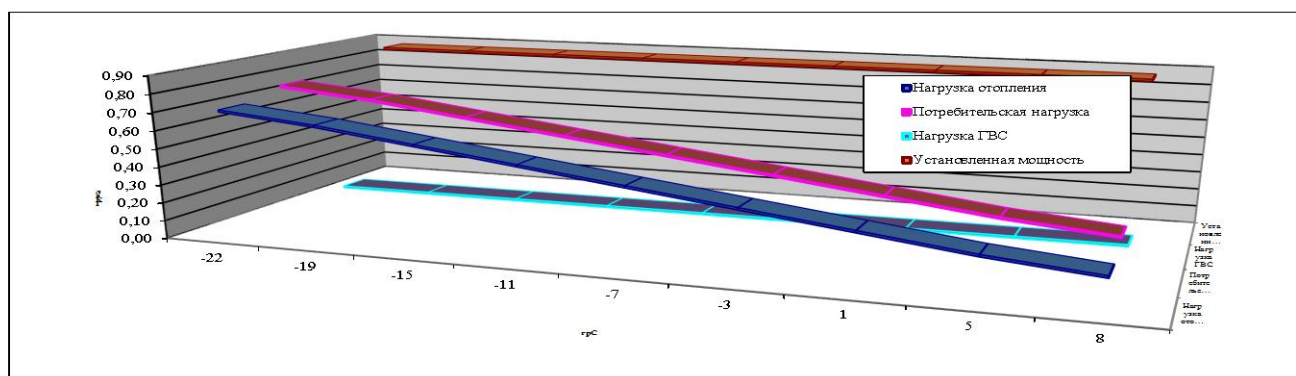
Отопительный период составляет в среднем 153 суток, а период стояния температур выше 0 градусов, при котором загрузка котлов менее 50% - 144 с половиной суток. Или 94,1 % отопительного периода. Только 5,9 % отопительного периода котельные загружены более, чем наполовину. Такой непродолжительный период приводит к низкому коэффициенту использования оборудования котельных и тепловых сетей

Климатический фактор ранее никогда не учитывался при проектировании систем теплоснабжения городов, что и приводит к неэффективности централизованного теплоснабжения при увеличении стоимости топлива.

Графики тепловой загруженности

Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1

Подсоединённая мощность						Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность
-22	0,70	0,06	0,03	0,76	0,73	0,43	0,43	0,86
-19	0,65	0,06	0,03	0,71	0,67	0,43	0,43	0,86
-15	0,58	0,06	0,03	0,64	0,60	0,43	0,43	0,86
-11	0,51	0,06	0,03	0,57	0,53	0,43	0,43	0,86
-7	0,44	0,06	0,03	0,50	0,46	0,43	0,43	0,86
-3	0,37	0,06	0,03	0,43	0,39	0,43	0,43	0,86
1	0,30	0,06	0,03	0,36	0,32	0,43	0,43	0,86
5	0,23	0,06	0,03	0,29	0,25	0,43	0,43	0,86
8	0,18	0,06	0,03	0,24	0,20	0,43	0,43	0,86

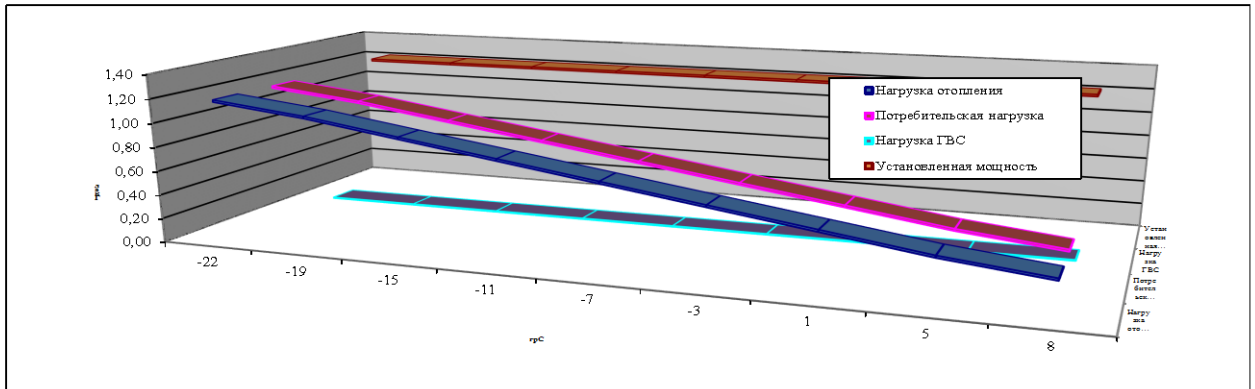




Графики тепловой загрузки

Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1

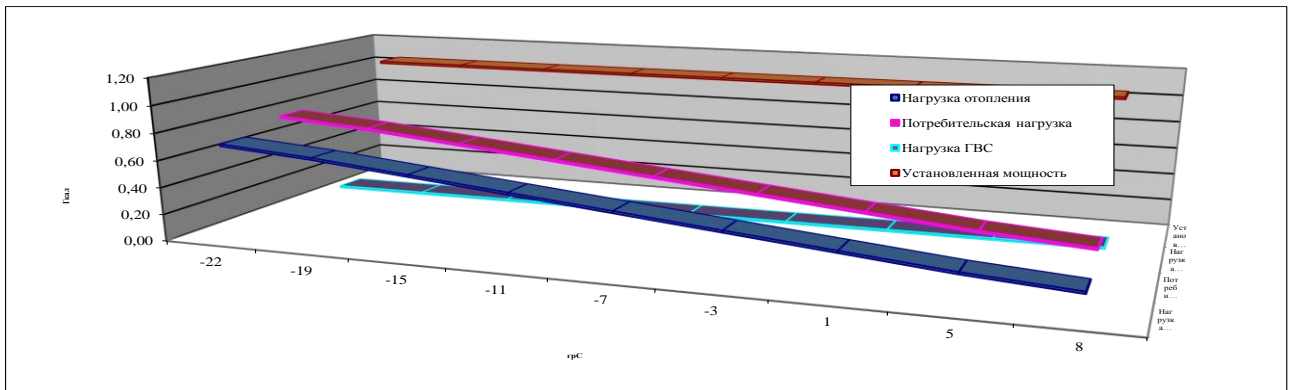
Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	1,17			1,17	1,17	0,60	0,60	1,20
-19	1,08			1,08	1,08	0,60	0,60	1,20
-15	0,97			0,97	0,97	0,60	0,60	1,20
-11	0,85			0,85	0,85	0,60	0,60	1,20
-7	0,73			0,73	0,73	0,60	0,60	1,20
-3	0,61			0,61	0,61	0,60	0,60	1,20
1	0,50			0,50	0,50	0,60	0,60	1,20
5	0,38			0,38	0,38	0,60	0,60	1,20
8	0,29			0,29	0,29	0,60	0,60	1,20



Графики тепловой загрузки

Котельная 3 (№3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1

Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	0,70	0,09	0,04	0,79	0,74	0,34	0,34	1,03
-19	0,65	0,09	0,04	0,74	0,69	0,34	0,34	1,03
-15	0,58	0,09	0,04	0,67	0,62	0,34	0,34	1,03
-11	0,51	0,09	0,04	0,60	0,55	0,34	0,34	1,03
-7	0,44	0,09	0,04	0,53	0,48	0,34	0,34	1,03
-3	0,37	0,09	0,04	0,46	0,41	0,34	0,34	1,03
1	0,30	0,09	0,04	0,39	0,34	0,34	0,34	1,03
5	0,23	0,09	0,04	0,32	0,27	0,34	0,34	1,03
8	0,18	0,09	0,04	0,27	0,21	0,34	0,34	1,03

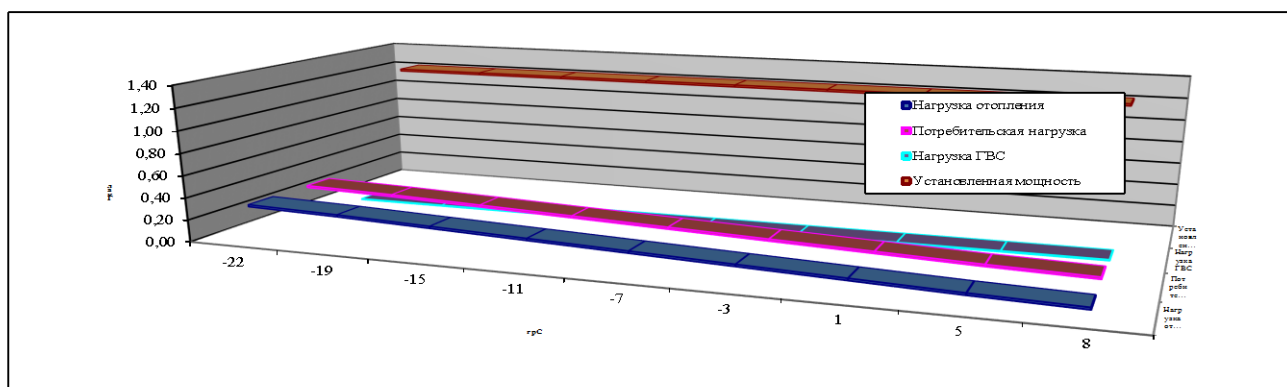




Графики тепловой загрузки

Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1

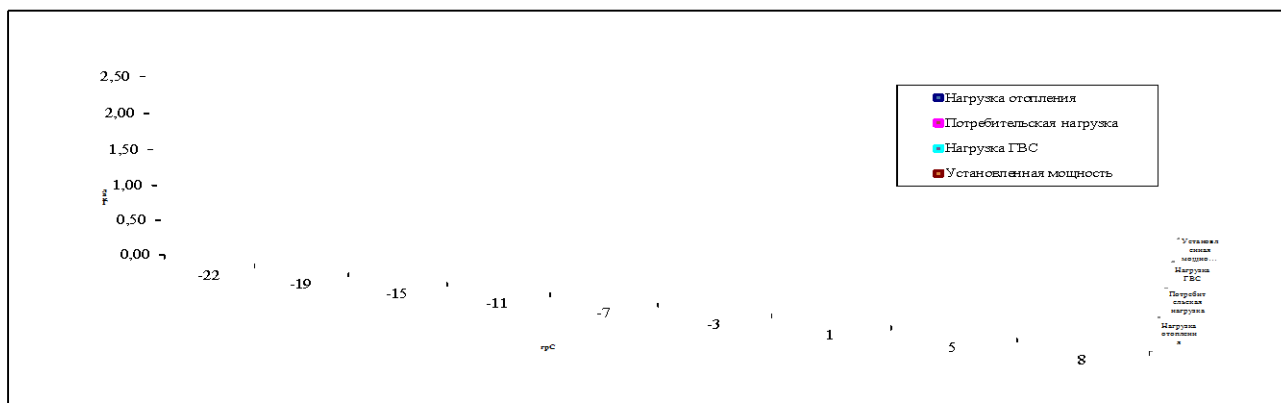
Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	0,31			0,31	0,31	0,60	0,60	1,20
-19	0,29			0,29	0,29	0,60	0,60	1,20
-15	0,26			0,26	0,26	0,60	0,60	1,20
-11	0,22			0,22	0,22	0,60	0,60	1,20
-7	0,19			0,19	0,19	0,60	0,60	1,20
-3	0,16			0,16	0,16	0,60	0,60	1,20
1	0,13			0,13	0,13	0,60	0,60	1,20
5	0,10			0,10	0,10	0,60	0,60	1,20
8	0,08			0,08	0,08	0,60	0,60	1,20



Графики тепловой загрузки

Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1

Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	1,43			1,43	1,43	0,34	0,34	2,06
-19	1,32			1,32	1,32	0,34	0,34	2,06
-15	1,18			1,18	1,18	0,34	0,34	2,06
-11	1,04			1,04	1,04	0,34	0,34	2,06
-7	0,89			0,89	0,89	0,34	0,34	2,06
-3	0,75			0,75	0,75	0,34	0,34	2,06
1	0,61			0,61	0,61	0,34	0,34	2,06
5	0,46			0,46	0,46	0,34	0,34	2,06
8	0,36			0,36	0,36	0,34	0,34	2,06

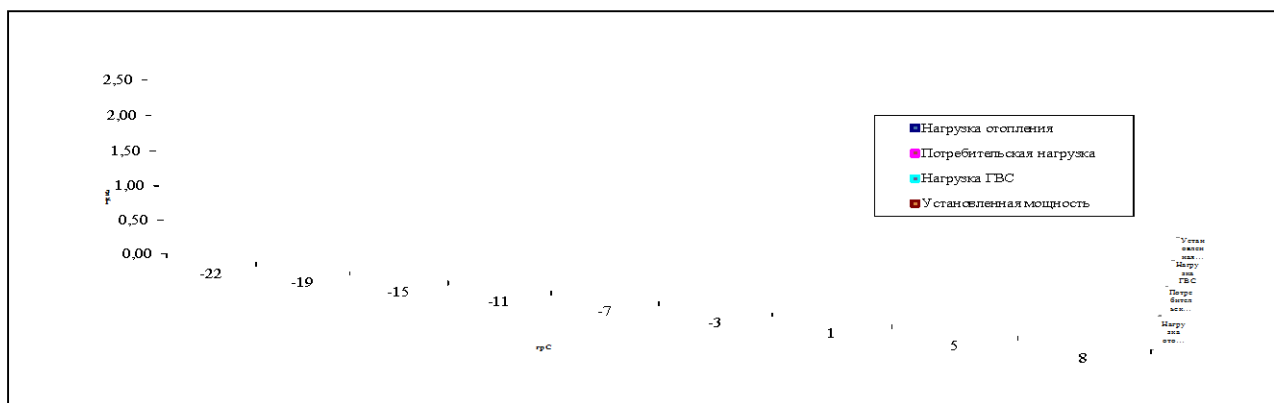




Графики тепловой загрузки

Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1

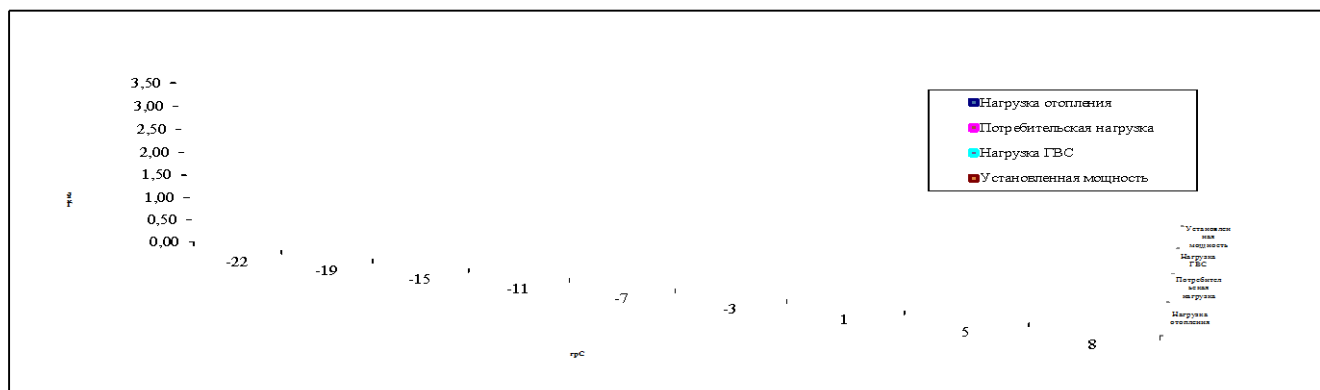
Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	1,50	0,09	0,04	1,59	1,54	0,60	0,60	2,41
-19	1,39	0,09	0,04	1,48	1,43	0,60	0,60	2,41
-15	1,24	0,09	0,04	1,33	1,28	0,60	0,60	2,41
-11	1,09	0,09	0,04	1,18	1,13	0,60	0,60	2,41
-7	0,94	0,09	0,04	1,03	0,98	0,60	0,60	2,41
-3	0,79	0,09	0,04	0,88	0,83	0,60	0,60	2,41
1	0,64	0,09	0,04	0,73	0,68	0,60	0,60	2,41
5	0,49	0,09	0,04	0,58	0,53	0,60	0,60	2,41
8	0,38	0,09	0,04	0,47	0,41	0,60	0,60	2,41



Графики тепловой загрузки

Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1

Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	2,10	0,20	0,08	2,30	2,18	0,77	0,77	3,10
-19	1,94	0,20	0,08	2,14	2,03	0,77	0,77	3,10
-15	1,73	0,20	0,08	1,93	1,82	0,77	0,77	3,10
-11	1,52	0,20	0,08	1,72	1,61	0,77	0,77	3,10
-7	1,31	0,20	0,08	1,51	1,40	0,77	0,77	3,10
-3	1,10	0,20	0,08	1,30	1,19	0,77	0,77	3,10
1	0,89	0,20	0,08	1,09	0,98	0,77	0,77	3,10
5	0,68	0,20	0,08	0,88	0,77	0,77	0,77	3,10
8	0,53	0,20	0,08	0,73	0,61	0,77	0,77	3,10

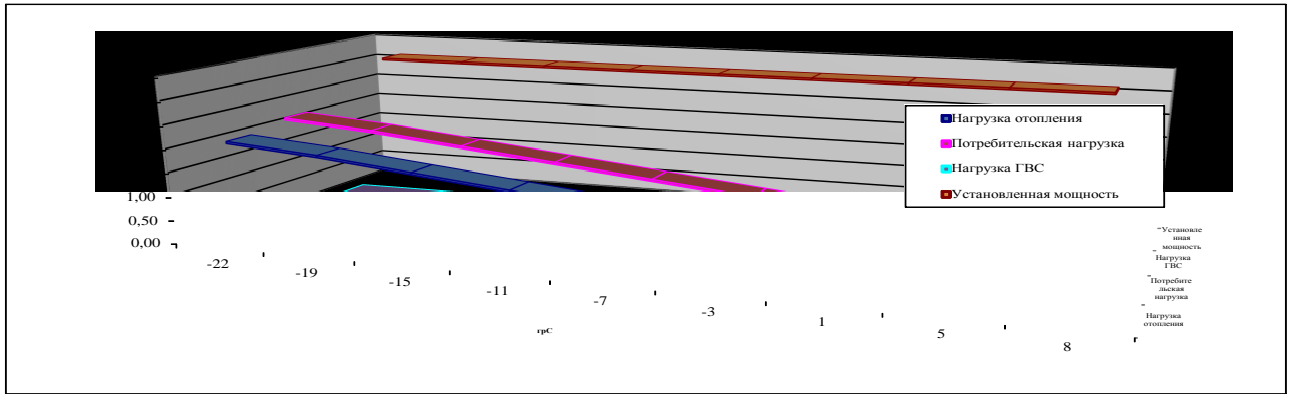




Графики тепловой нагруженности

Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1

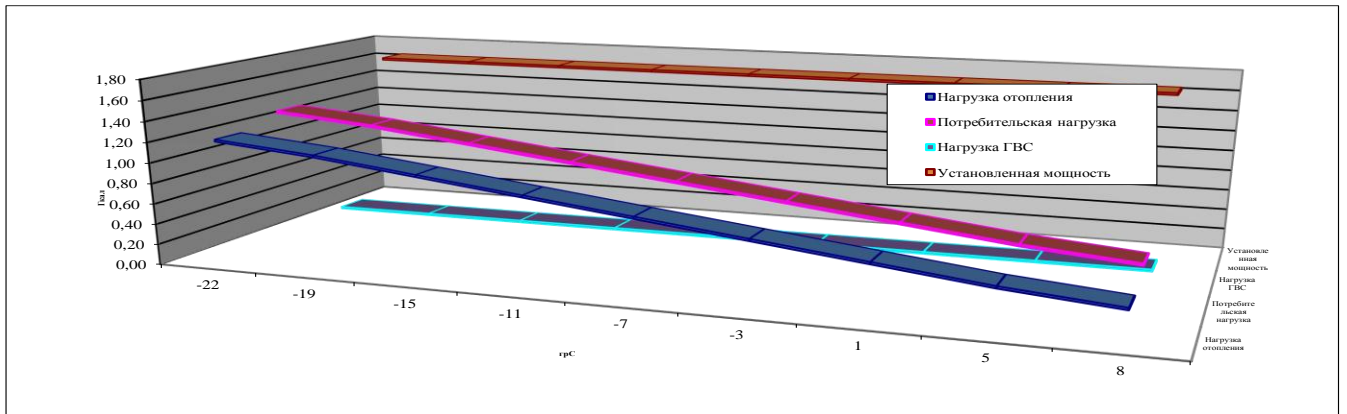
Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	2,10	0,17	0,07	2,27	2,17	0,77	0,77	3,10
-19	1,94	0,17	0,07	2,11	2,01	0,77	0,77	3,10
-15	1,73	0,17	0,07	1,90	1,80	0,77	0,77	3,10
-11	1,52	0,17	0,07	1,69	1,59	0,77	0,77	3,10
-7	1,31	0,17	0,07	1,48	1,38	0,77	0,77	3,10
-3	1,10	0,17	0,07	1,27	1,17	0,77	0,77	3,10
1	0,89	0,17	0,07	1,06	0,96	0,77	0,77	3,10
5	0,68	0,17	0,07	0,85	0,75	0,77	0,77	3,10
8	0,53	0,17	0,07	0,70	0,60	0,77	0,77	3,10



Графики тепловой нагруженности

Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54

Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	1,20	0,13	0,05	1,33	1,25	0,34	0,47	1,63
-19	1,11	0,13	0,05	1,24	1,16	0,34	0,47	1,63
-15	0,99	0,13	0,05	1,12	1,04	0,34	0,47	1,63
-11	0,87	0,13	0,05	1,00	0,92	0,34	0,47	1,63
-7	0,75	0,13	0,05	0,88	0,80	0,34	0,47	1,63
-3	0,63	0,13	0,05	0,76	0,68	0,34	0,47	1,63
1	0,51	0,13	0,05	0,64	0,56	0,34	0,47	1,63
5	0,39	0,13	0,05	0,52	0,44	0,34	0,47	1,63
8	0,30	0,13	0,05	0,43	0,35	0,34	0,47	1,63

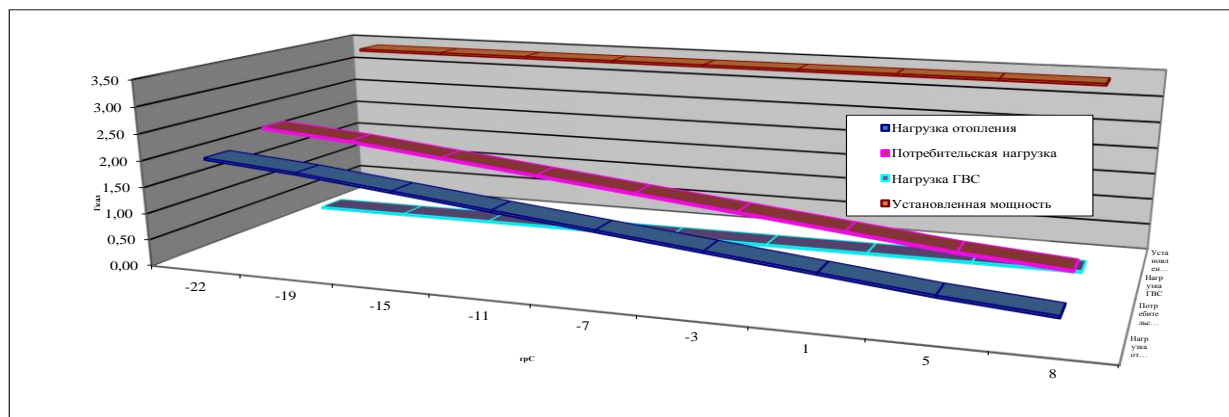




Графики тепловой нагруженности

Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1

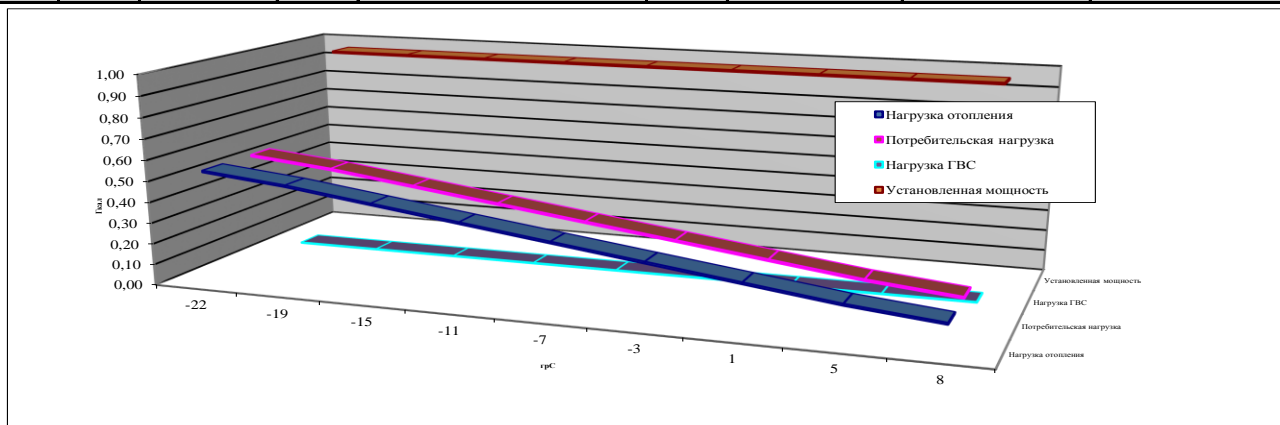
Подсоединённая мощность						Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность
-22	2,00	0,26	0,11	2,26	2,11	0,56	0,56	3,35
-19	1,85	0,26	0,11	2,11	1,96	0,56	0,56	3,35
-15	1,65	0,26	0,11	1,91	1,76	0,56	0,56	3,35
-11	1,45	0,26	0,11	1,71	1,56	0,56	0,56	3,35
-7	1,25	0,26	0,11	1,51	1,36	0,56	0,56	3,35
-3	1,05	0,26	0,11	1,31	1,16	0,56	0,56	3,35
1	0,85	0,26	0,11	1,11	0,96	0,56	0,56	3,35
5	0,65	0,26	0,11	0,91	0,76	0,56	0,56	3,35
8	0,50	0,26	0,11	0,76	0,61	0,56	0,56	3,35



Графики тепловой нагруженности

Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1

Подсоединённая мощность						Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность
-22	0,54			0,54	0,54	0,47	0,47	0,95
-19	0,50			0,50	0,50	0,47	0,47	0,95
-15	0,45			0,45	0,45	0,47	0,47	0,95
-11	0,39			0,39	0,39	0,47	0,47	0,95
-7	0,34			0,34	0,34	0,47	0,47	0,95
-3	0,28			0,28	0,28	0,47	0,47	0,95
1	0,23			0,23	0,23	0,47	0,47	0,95
5	0,18			0,18	0,18	0,47	0,47	0,95
8	0,14			0,14	0,14	0,47	0,47	0,95

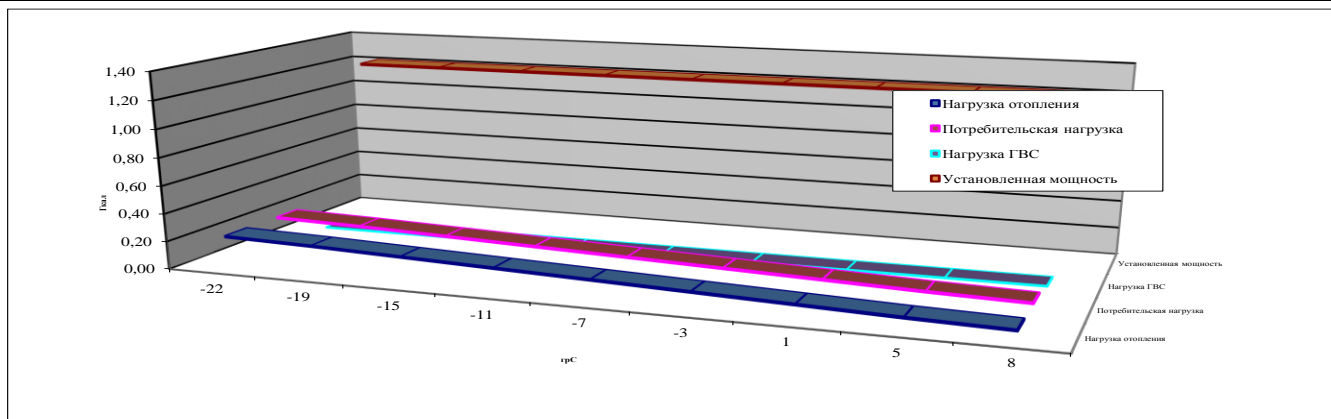




Графики тепловой нагруженности

Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1

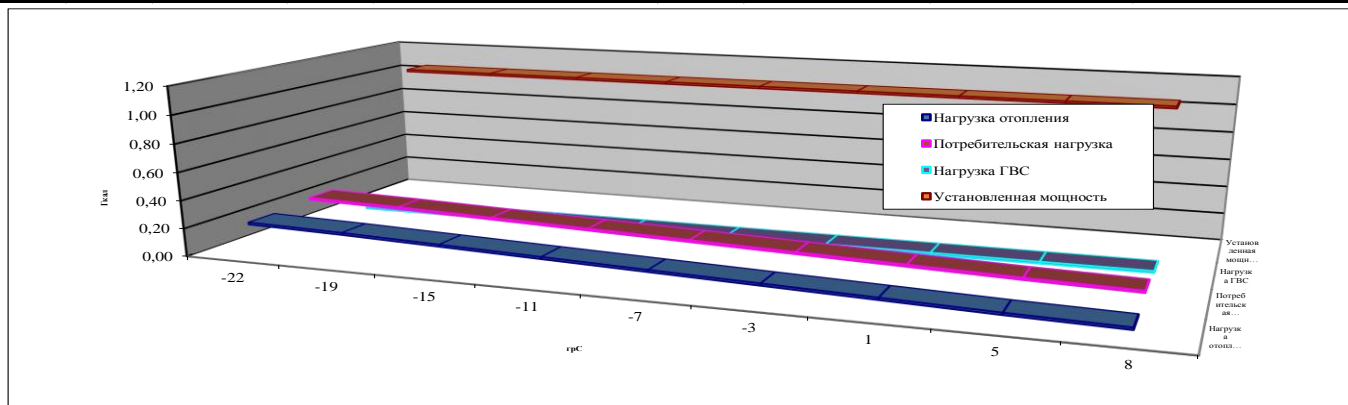
Подсоединённая мощность						Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность
-22	0,22			0,22	0,22	0,30	0,30	1,20
-19	0,20			0,20	0,20	0,30	0,30	1,20
-15	0,18			0,18	0,18	0,30	0,30	1,20
-11	0,16			0,16	0,16	0,30	0,30	1,20
-7	0,14			0,14	0,14	0,30	0,30	1,20
-3	0,12			0,12	0,12	0,30	0,30	1,20
1	0,09			0,09	0,09	0,30	0,30	1,20
5	0,07			0,07	0,07	0,30	0,30	1,20
8	0,06			0,06	0,06	0,30	0,30	1,20



Графики тепловой нагруженности

Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1

Подсоединённая мощность						Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность
-22	0,22	0,03	0,01	0,25	0,23	0,52	0,52	1,03
-19	0,20	0,03	0,01	0,23	0,22	0,52	0,52	1,03
-15	0,18	0,03	0,01	0,21	0,19	0,52	0,52	1,03
-11	0,16	0,03	0,01	0,19	0,17	0,52	0,52	1,03
-7	0,14	0,03	0,01	0,17	0,15	0,52	0,52	1,03
-3	0,12	0,03	0,01	0,15	0,13	0,52	0,52	1,03
1	0,09	0,03	0,01	0,12	0,11	0,52	0,52	1,03
5	0,07	0,03	0,01	0,10	0,08	0,52	0,52	1,03
8	0,06	0,03	0,01	0,09	0,07	0,52	0,52	1,03

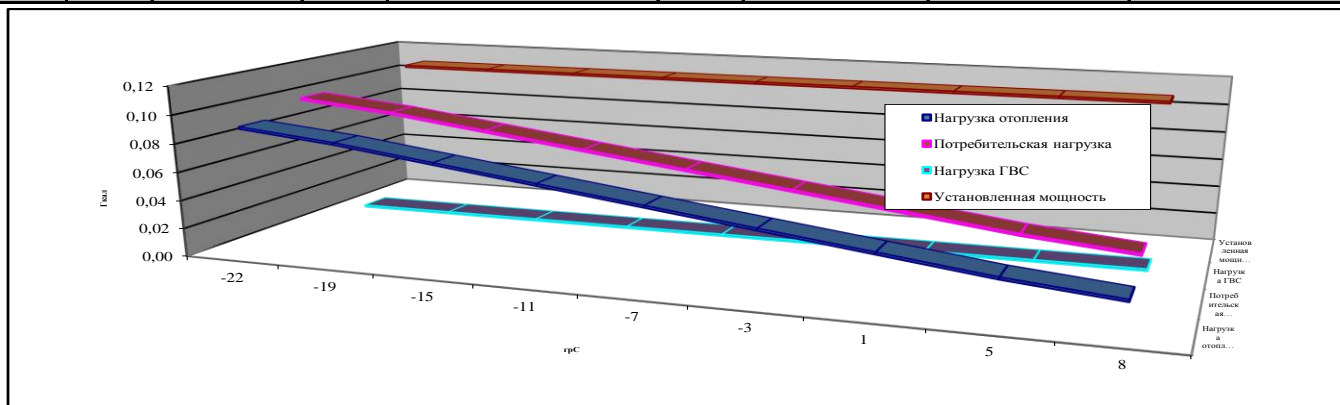




Графики тепловой нагруженности

Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1

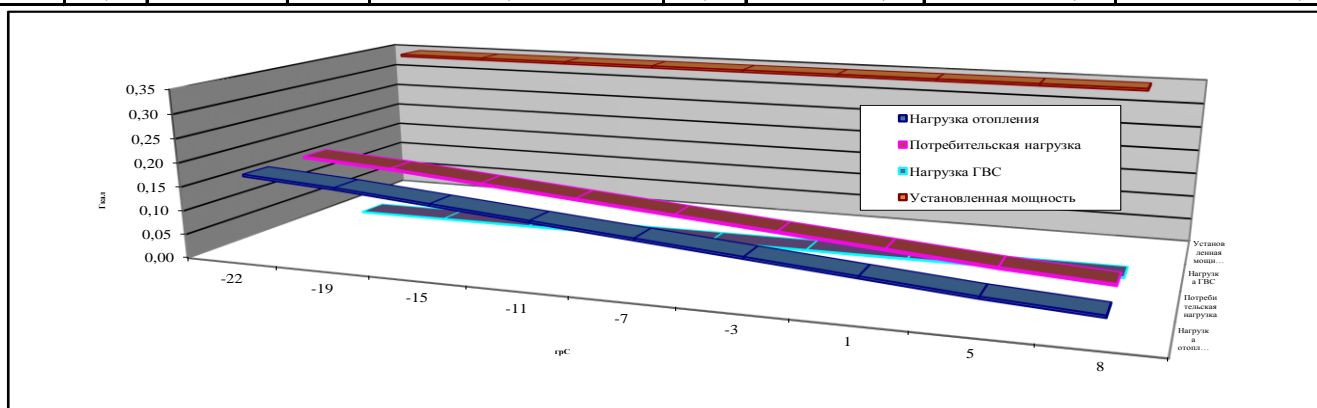
Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	0,09	0,01	0,00	0,10	0,09	0,02	0,04	0,11
-19	0,08	0,01	0,00	0,09	0,09	0,02	0,04	0,11
-15	0,07	0,01	0,00	0,08	0,08	0,02	0,04	0,11
-11	0,07	0,01	0,00	0,08	0,07	0,02	0,04	0,11
-7	0,06	0,01	0,00	0,07	0,06	0,02	0,04	0,11
-3	0,05	0,01	0,00	0,06	0,05	0,02	0,04	0,11
1	0,04	0,01	0,00	0,05	0,04	0,02	0,04	0,11
5	0,03	0,01	0,00	0,04	0,03	0,02	0,04	0,11
8	0,02	0,01	0,00	0,03	0,03	0,02	0,04	0,11



Графики тепловой нагруженности

Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54

Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	0,17			0,17	0,17	0,17	0,17	0,34
-19	0,16			0,16	0,16	0,17	0,17	0,34
-15	0,14			0,14	0,14	0,17	0,17	0,34
-11	0,12			0,12	0,12	0,17	0,17	0,34
-7	0,11			0,11	0,11	0,17	0,17	0,34
-3	0,09			0,09	0,09	0,17	0,17	0,34
1	0,07			0,07	0,07	0,17	0,17	0,34
5	0,06			0,06	0,06	0,17	0,17	0,34
8	0,04			0,04	0,04	0,17	0,17	0,34

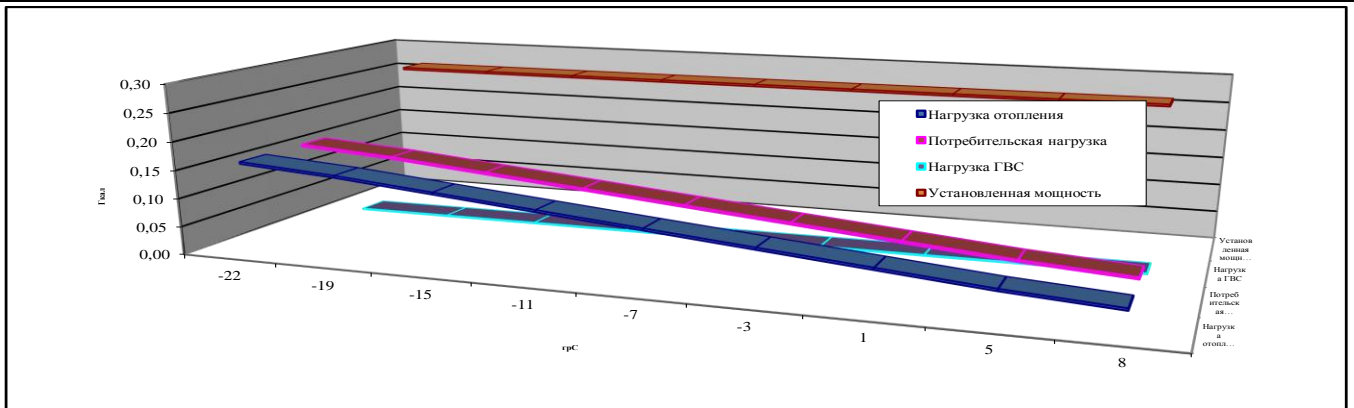




Графики тепловой нагруженности

Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1

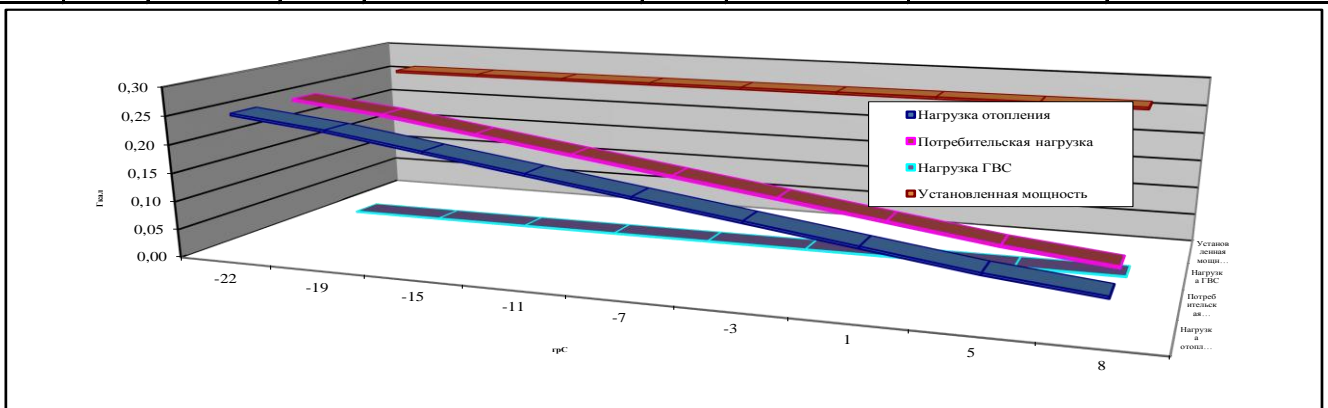
Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	0,16			0,16	0,16	0,09	0,09	0,26
-19	0,15			0,15	0,15	0,09	0,09	0,26
-15	0,13			0,13	0,13	0,09	0,09	0,26
-11	0,12			0,12	0,12	0,09	0,09	0,26
-7	0,10			0,10	0,10	0,09	0,09	0,26
-3	0,08			0,08	0,08	0,09	0,09	0,26
1	0,07			0,07	0,07	0,09	0,09	0,26
5	0,05			0,05	0,05	0,09	0,09	0,26
8	0,04			0,04	0,04	0,09	0,09	0,26



Графики тепловой нагруженности

Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3

Подсоединённая мощность					Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность	
-22	0,25			0,25	0,25	0,13	0,13	0,26
-19	0,23			0,23	0,23	0,13	0,13	0,26
-15	0,21			0,21	0,21	0,13	0,13	0,26
-11	0,18			0,18	0,18	0,13	0,13	0,26
-7	0,16			0,16	0,16	0,13	0,13	0,26
-3	0,13			0,13	0,13	0,13	0,13	0,26
1	0,11			0,11	0,11	0,13	0,13	0,26
5	0,08			0,08	0,08	0,13	0,13	0,26
8	0,06			0,06	0,06	0,13	0,13	0,26

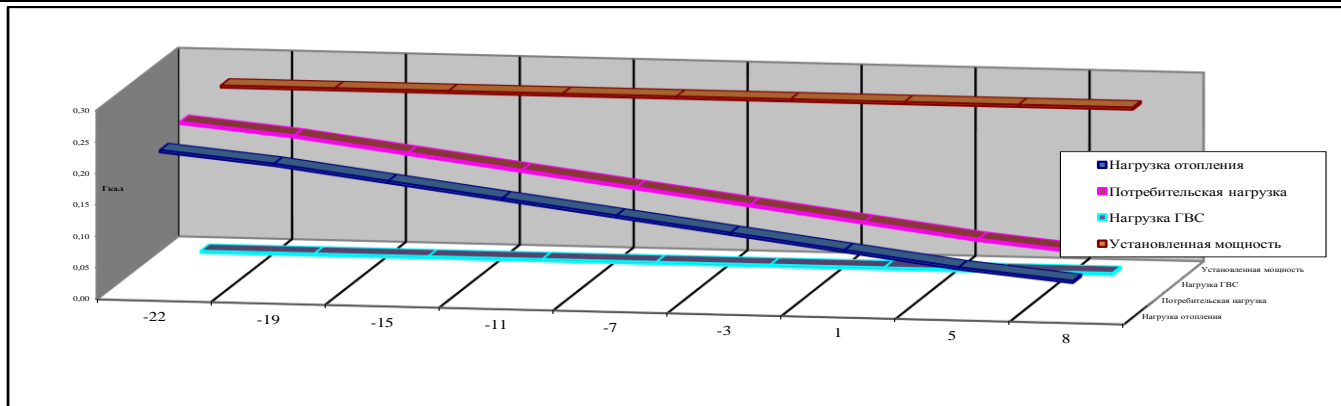




Графики тепловой нагруженности

Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1

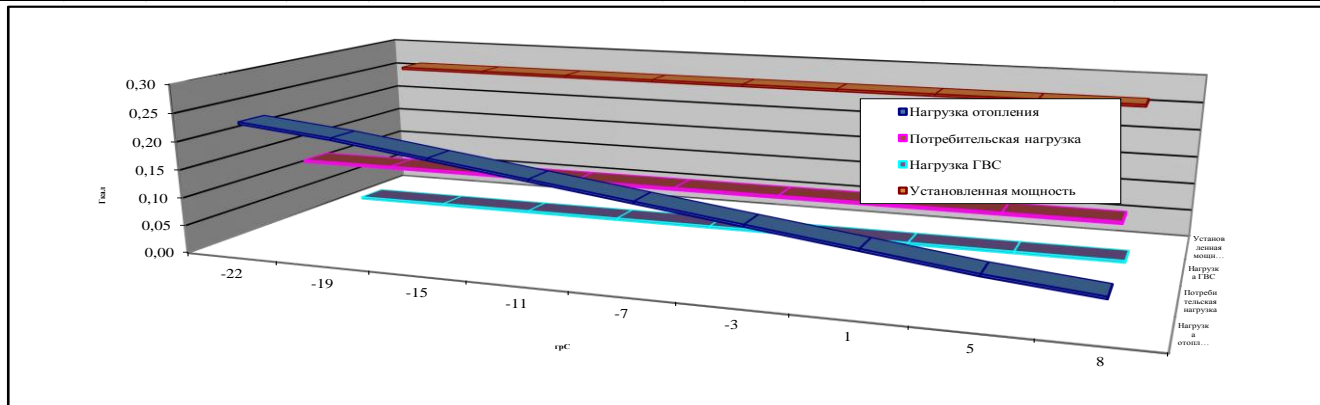
Подсоединённая мощность						Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность
-22	0,23	0,02	0,01	0,25	0,24	0,13	0,13	0,26
-19	0,21	0,02	0,01	0,23	0,22	0,13	0,13	0,26
-15	0,19	0,02	0,01	0,21	0,20	0,13	0,13	0,26
-11	0,17	0,02	0,01	0,19	0,18	0,13	0,13	0,26
-7	0,14	0,02	0,01	0,16	0,15	0,13	0,13	0,26
-3	0,12	0,02	0,01	0,14	0,13	0,13	0,13	0,26
1	0,10	0,02	0,01	0,12	0,11	0,13	0,13	0,26
5	0,07	0,02	0,01	0,09	0,08	0,13	0,13	0,26
8	0,06	0,02	0,01	0,08	0,07	0,13	0,13	0,26



Графики тепловой нагруженности

Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1

Подсоединённая мощность						Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность
-22	0,23	0,02	0,01	0,25	0,24	0,13	0,13	0,26
-19	0,21	0,02	0,01	0,23	0,22	0,13	0,13	0,26
-15	0,19	0,02	0,01	0,21	0,20	0,13	0,13	0,26
-11	0,17	0,02	0,01	0,19	0,18	0,13	0,13	0,26
-7	0,14	0,02	0,01	0,16	0,15	0,13	0,13	0,26
-3	0,12	0,02	0,01	0,14	0,13	0,13	0,13	0,26
1	0,10	0,02	0,01	0,12	0,11	0,13	0,13	0,26
5	0,07	0,02	0,01	0,09	0,08	0,13	0,13	0,26
8	0,06	0,02	0,01	0,08	0,07	0,13	0,13	0,26

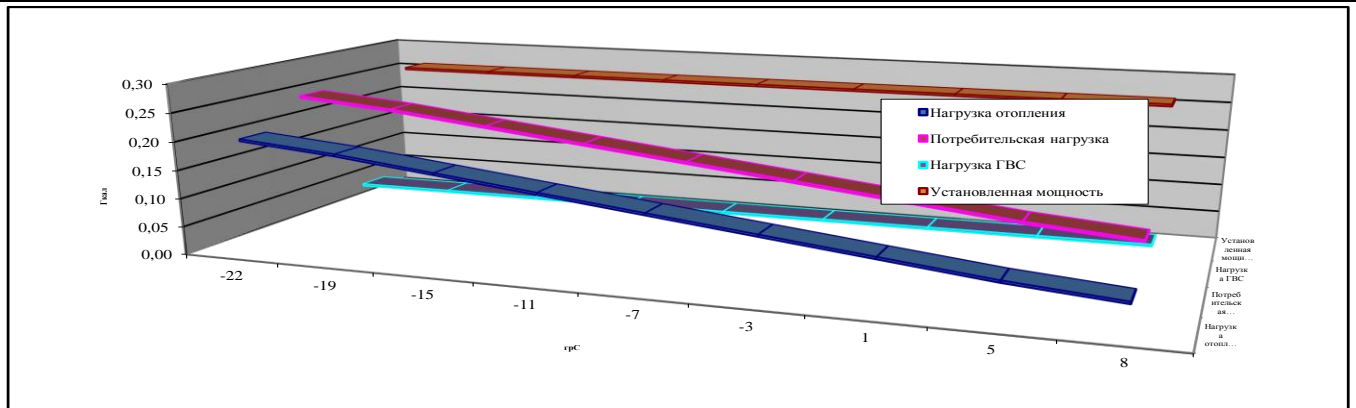




Графики тепловой нагруженности

Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1

Подсоединённая мощность						Мин. котел	Макс. Котел	Уст. мощность
-22	0,20	0,05	0,02	0,25	0,22	0,13	0,13	0,26
-19	0,19	0,05	0,02	0,24	0,21	0,13	0,13	0,26
-15	0,17	0,05	0,02	0,22	0,19	0,13	0,13	0,26
-11	0,15	0,05	0,02	0,20	0,17	0,13	0,13	0,26
-7	0,13	0,05	0,02	0,18	0,15	0,13	0,13	0,26
-3	0,11	0,05	0,02	0,16	0,13	0,13	0,13	0,26
1	0,09	0,05	0,02	0,14	0,11	0,13	0,13	0,26
5	0,07	0,05	0,02	0,12	0,09	0,13	0,13	0,26
8	0,05	0,05	0,02	0,10	0,07	0,13	0,13	0,26





и) Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

Номенклатура теплосчетчиков, допущенных к применению в коммерческих узлах учета тепловой энергии, очень широка.

Для приборов учета тепловой энергии и теплоносителя принято краткое название – теплосчетчики. Теплосчетчик (ТС) состоит из двух основных функционально самостоятельных частей: тепловычислителя (ТВ) и датчиков (расхода, температуры и давления теплоносителя).

Тепловычислитель – это специализированное микропроцессорное устройство, предназначенное для обработки сигналов (аналоговых, импульсных или цифровых - в зависимости от типа применяемого датчика) от датчиков, преобразования их в цифровую форму, вычисления количества тепловой энергии в соответствии с принятым алгоритмом (определяемым схемой теплоснабжения), индикации и хранения (архивации) в энергонезависимой памяти прибора параметров теплопотребления.

Существуют различные способы измерения расхода теплоносителя (теплофикационной воды), например: электромагнитный, ультразвуковой, вихревой и прочие. По способу измерения расхода, реализованному в теплосчетчике, принято кратко называть теплосчетчик электромагнитным, ультразвуковым, вихревым и т.д.

В подавляющем большинстве теплосчетчиков выполняется измерение объемного расхода теплоносителя и последующее вычисление массового расхода на основе данных о температуре и плотности (температура измеряется, плотность вычисляется).

Учёт отпускаемого в тепловую сеть тепла производится счётчиками типа ТСК-7 с тепловычислителем ВКТ-7-03, установленными на выходе теплосети из котельных.

Теплосчетчик обеспечивает для каждой системы:
Измерение и индикацию:



тек. значений объемного G_v [м³/ч] и массового G_m [т/ч] расходов т/носителя;

тек. температур t [°С] теплоносителя в трубопроводах, на кот. установлены ТС;

текущего давления в трубопроводах P [МПа], на которых установлены ДИД.

Вычисление и индикацию:

текущей разности температур dt [°С] между подающим и обратным тр/пр.;

Вычисление, индикацию и накопление с нарастающим итогом: потребленного количества теплоты (тепловой энергии) Q в [Гкал], [МВтч];

массы M [т] и объема V [м³] теплоносителя, протекшего по трубопроводам, на которых установлены ППР или ИП;

T_r – времени работы прибора при поданном питании в [ч:мин];

$T_{нараб}$ – времени работы прибора с нарастающим итогом [ч:мин];

$T_{ош}$ – времени работы прибора при наличии тех. Неиспр. (ТН) в [ч:мин];

$T:dt$, $T:G$, $T:G$ – времени работы отдельно по каждой нештатной ситуации (НС) в [ч:мин];

массы M [т] и V объема [м³] теплоносителя;

среднечасовых и среднесуточных значений температур t [°С];

среднечасовой и среднесуточной разности температур dt [°С] между T_1 и T_2 ;

часовых и суточных измеряемых среднеарифметических значений давления в трубопроводах P [МПа];

времени работы в штатном режиме $T_{нараб}$ [ч:мин] (время наработки);

времени работы $T_{ош}$ прибора при наличии тех. неисправности (ТН) в [ч:мин];



к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

Данных по аварийным ситуациям на источниках теплоснабжения нет.



л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

В рассматриваемый период, котельные теплоснабжающих организаций не получали предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации.

При общем значительном износе основного оборудования большинства источников тепловой энергии, эксплуатирующие организации не допускают нарушений требований нормативных документов в части безопасной их эксплуатации.



Глава 1. часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект.

Тепловые сети муниципального образования Павловское СП обеспечивают передачу тепловой энергии от источников тепловой энергии к потребителям

Централизованным теплоснабжением охвачена зона многоэтажного строительства и муниципальные учреждения образования и культуры.

Предприятия используют свои источники тепловой энергии для производственных нужд.

Основная территория собственно муниципального образования Павловское СП является зоной малоэтажного строительства, которая обеспечивается индивидуальным отоплением в основном газовыми приборами, реже - работающими на жидком топливе

В зонах действия систем теплоснабжения центральных тепловых пунктов (ЦТП) в настоящее время нет.

Основные организации, эксплуатирующие тепловые сети пользуются технологическими трубопроводами протяжённость которых составляет:

протяжённость тепловых сетей в двухтрубном исчислении - 12,8845 км.

из них надземная прокладка - 2,397 км.

подземная прокладка - 10,4875 км.

Промышленные предприятия имеют на своей территории технологические теплосети

Данных по ним нет.



Вся система централизованного теплоснабжения муниципального образования Павловское СП обеспечивается тепловой энергией от источников, расположенных непосредственно в жилом квартале. Тепловые сети выполнены от источников тепловой энергии разветвленными тупиковыми.

Центральных тепловых пунктов (ЦТП) нет.

Магистральных сетей от котельных нет.



б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Подробные электронные карты (схемы) находятся в прилагаемых графических материалах.



г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Материалы труб, арматуры, компенсаторов, опор и других элементов трубопроводов тепловых сетей, а также методы их изготовления, ремонта и контроля должны соответствовать Правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды и СНиП.

Для трубопроводов тепловых сетей, кроме тепловых пунктов и сетей горячего водоснабжения, не допускается применять арматуру из серого чугуна в районах с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления ниже минус 10 °С;

На спускных, продувочных и дренажных устройствах не допускается применение арматуры из серого чугуна.

На трубопроводах водяных тепловых сетей должна применяться арматура двустороннего прохода. На штуцерах для выпуска воздуха и воды, а также подачи воздуха при гидропневматической промывке допускается установка арматуры с односторонним проходом.

Запорная арматура в тепловых сетях должна быть установлена на всех трубопроводах выводов тепловых сетей от источника тепла независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов на трубопроводах водяных тепловых сетей диаметром 100 мм и более на расстоянии не более 1000 м друг от друга (секционирующие задвижки).

Ввиду того, что длина наибольшего участка тепловой сети не превышает трёхсот метров, секционирующие задвижки не предусмотрены.

Регулирующей арматуры на тепловых сетях нет. Вся имеющаяся арматура - запорная и дренажная (спускная).



д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.

Располагаясь под слоем грунта, тепловые камеры обеспечивают качественную работу теплотрасс. От исправности того участка труб, который располагается в тепловой камере, зависит эффективность работы всей системы в целом.

Существующие тепловые камеры тепловых сетей выполнены по различным проектам разных лет. В основном на теплосетях имеются камеры трёх типов:

- из сборных железобетонных элементов по типовым проектам
- из железобетонных блоков с перекрытиями из ж/б панелей с отверстиями для люков и монолитным ж/б полом
- с кирпичными стенами

Основная масса камер выполнена из бетонных блоков типа ФС. Наиболее надежны камеры из сборных ж/б элементов, эти конструкции носят название тепловая железобетонная камера. Изделие представляет собою сборную конструкцию из трех элементов: двух стаканов и среднего сквозного кольца квадратной формы, верхний стакан устанавливается днищем вверх и имеет в нем отверстие для доступа в камеру обслуживающего персонала. Габаритные размеры, которые имеют жби камеры, бывают различны и определяются условиями применения, в первую очередь – диаметром основного трубопровода. Если железобетонная камера оборудуется под автострадой, то обязательна установка защитных железобетонных плит под и над камерой, верхняя плита имеет соосное отверстие с отверстием в верхнем стакане камеры. Камеры изготавливаются из тяжелого бетона. Регламентируемая отпускная прочность бетона в % отношении от марочной - зима/лето 70/90, марка бетона по морозостойкости не ниже F150, по водонепроницаемости не ниже W4.

Существующие тепловые камеры с блочными и кирпичными стенами выполнены по индивидуальным проектам.



Внутри камер сконцентрированы соединения труб в изоляции и специальные устройства для регулировки и наладки давления в них.

Павильонов для размещения регулирующей и отключающей арматуры на территории города нет.



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

Температурный график подающего трубопровода тепловой сети отопления - это зависимость температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть производителем тепла, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его в трубопроводе подачи тепловой сети должен производитель тепла.

Температурный график теплоносителя в обратном трубопроводе - это зависимость температуры возвращаемой в тепловую сеть потребителем тепловой энергии, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его должен потребитель. Т.е. температура теплоносителя – это функция аргументом, т.е. Независимой переменной которой является температура наружного воздуха.

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

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, чтобы обеспечить температуру в помещениях постоянной на уровне не менее 18 градусов, а также покрытие тепловой нагрузки горячего водоснабжения с обеспечением температуры ГВС в местах водоразбора не ниже + 60 °С, в соответствии с требованиями СанПин 2.1.4.2496-09 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения».



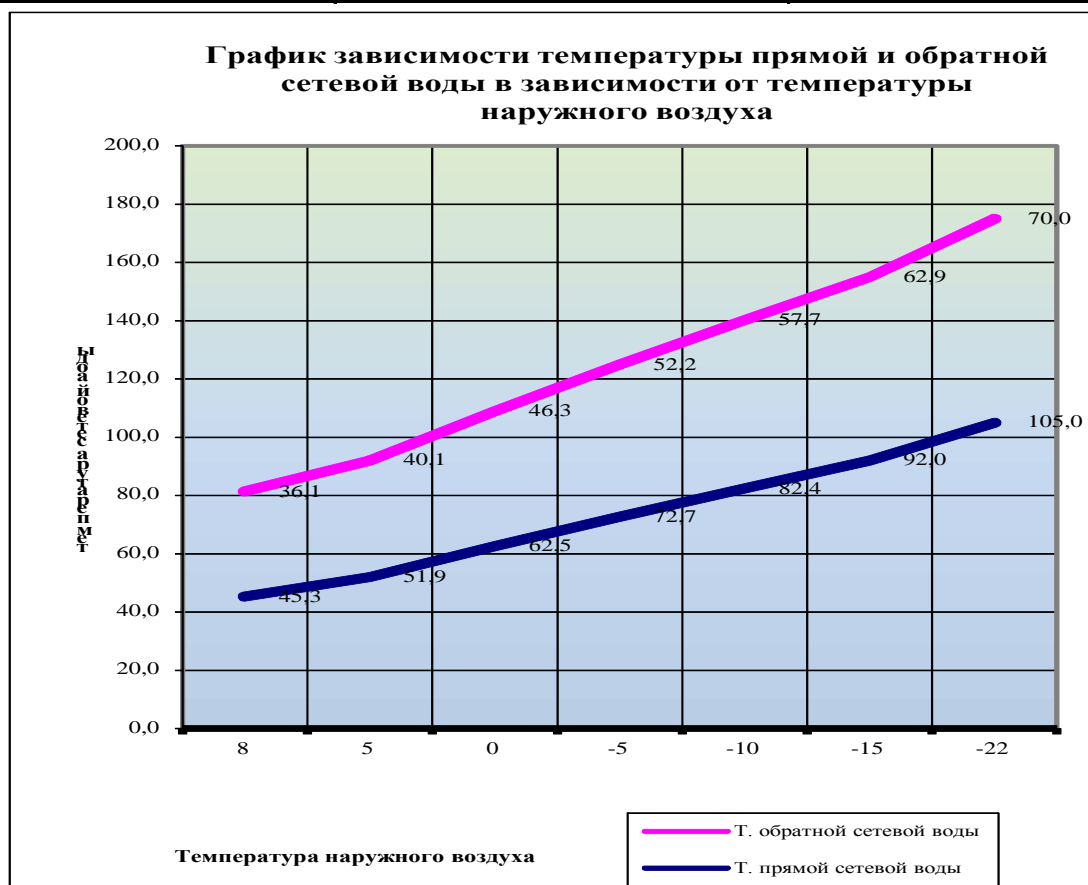
Для домовых систем отопления потребителей применяется График качественного регулирования температуры воды в системах отопления при различных расчетных и текущих температурах наружного воздуха при расчетных перепадах температура воды в системе отопления 105-70°С

Температурный график рассчитывается исходя из климатологических данных для М.О. Павловское СП

-расчётная температура для проектирования отопления -22°С

-продолжительность отопительного периода 4056ч

Температура		
наружного воздуха	прямой сетевой воды	обратной сетевой воды
8	45,3	36,1
5	51,9	40,1
0	62,5	46,3
-5	72,7	52,2
-10	82,4	57,7
-15	92,0	62,9
-22	105,0	70,0





ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

1 Котельная № 1 Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1

$Q^{тп} \text{ гвс. max} =$	0,06	Гкал/час
$Q^{тп} \text{ гвс. nom} =$	0,025	Гкал/час
К ср. час. =	2,4	
n max. гвс =	6	час/сут
Q ов. заниж. =	16,59	Гкал/сут
Q ов. норма =	16,8	Гкал/сут
Разница :	0,009	Гкал/час
Q ов. повыш. =	0,709	Гкал/час
Проверка :	16,8	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 26,25 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наружного воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 27,72 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G отр. = 26,86 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня

снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 28,00 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике

качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети

при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ

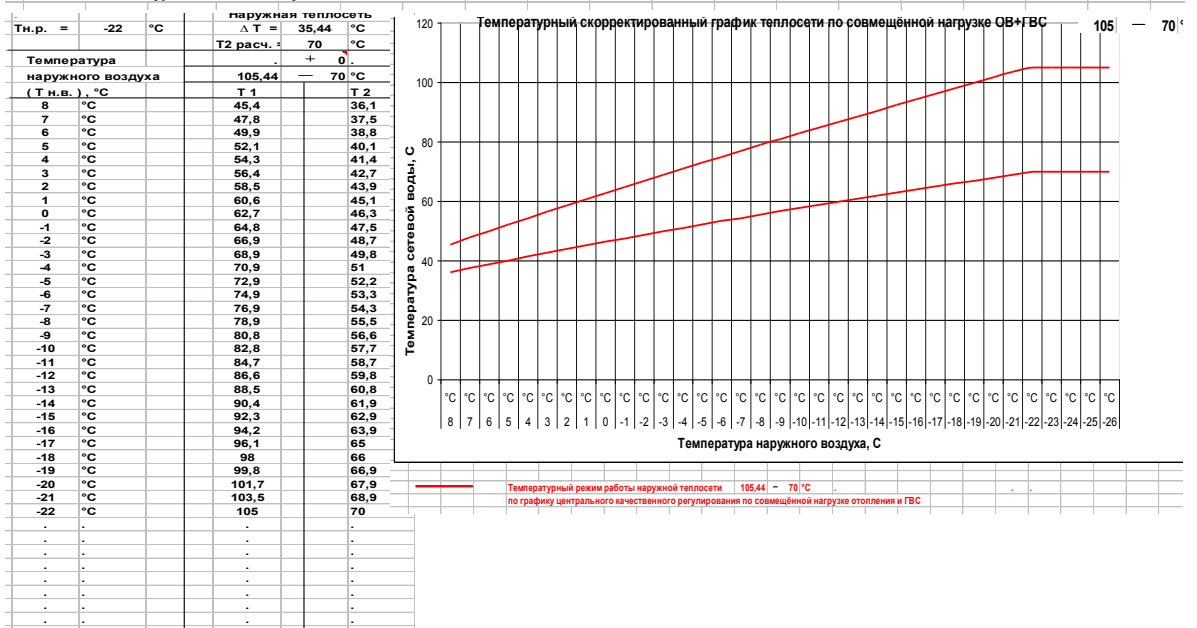
на уровне 28,35 м³/ч (т.е. выше расчетного на 1,3 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой

сети 105,44 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по смешанной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.





2 Котельная №2 Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1

Q ^{тп} гвс.мах =	0	Гкал/час
Q ^{тп} гвс.ном =	0,000	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж.=	28,08	Гкал/сут
Q ов.норма.=	28,08	Гкал/сут
Разница :	0,000	Гкал/час
Q ов.повыш.=	1,170	Гкал/час
Проверка :	28,08	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 43,88 м3/ч при температуре наружного воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 46,80 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

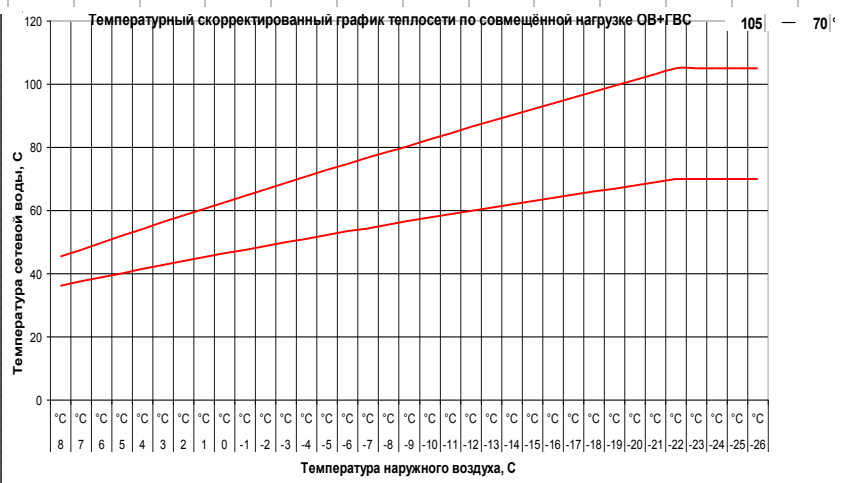
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 46,80 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по смешанной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		Δ T = 35,00 °С	T2 расч. = 70 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С	105,00	70 °С	
8 °С	45,3	36,1	
7 °С	47,5	37,5	
6 °С	49,7	38,8	
5 °С	51,9	40,1	
4 °С	54,1	41,4	
3 °С	56,2	42,7	
2 °С	58,3	43,9	
1 °С	60,4	45,1	
0 °С	62,5	46,3	
-1 °С	64,6	47,5	
-2 °С	66,6	48,7	
-3 °С	68,6	49,8	
-4 °С	70,7	51	
-5 °С	72,7	52,2	
-6 °С	74,6	53,3	
-7 °С	76,6	54,3	
-8 °С	78,6	55,5	
-9 °С	80,5	56,6	
-10 °С	82,4	57,7	
-11 °С	84,4	58,7	
-12 °С	86,3	59,8	
-13 °С	88,2	60,8	
-14 °С	90,1	61,9	
-15 °С	92	62,9	
-16 °С	93,9	63,9	
-17 °С	95,7	65	
-18 °С	97,6	66	
-19 °С	99,4	66,9	
-20 °С	101,3	67,9	
-21 °С	103,1	68,9	
-22 °С	105	70	



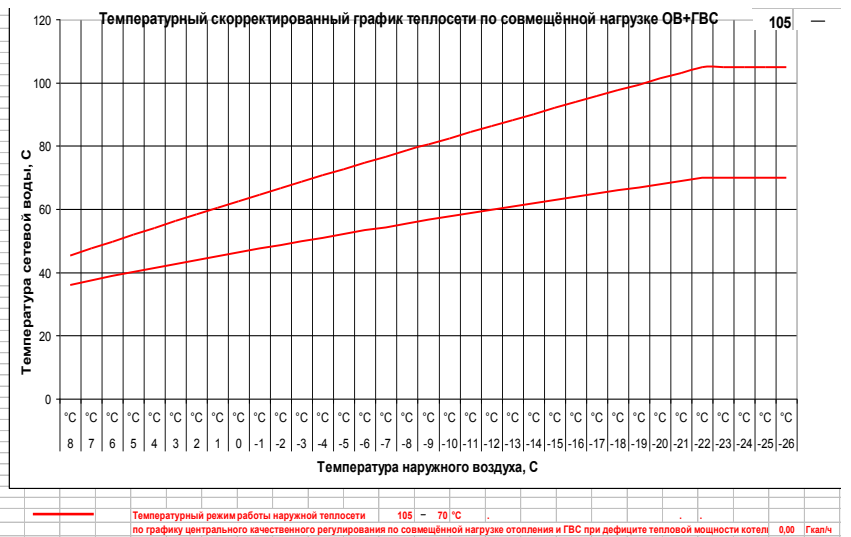
Температурный режим работы наружной теплосети 105 - 70 °С по графику центрального качественного регулирования по смешанной нагрузке отопления и ГВС



					0,00
$Q_{ов. max} =$	1,17	Гкал/час	105 — 70 °С	/	95 — 70 °С
$Q_{цтп}^{гвс. max} =$	0	Гкал/час			
$Q_{цтп}^{гвс. nom} =$	0,000	Гкал/час			
К ср.час. =	2,4				
n max. гвс =	6	час/сут			
$Q_{ов. заниж.} =$	28,08	Гкал/сут			
$Q_{ов. норма.} =$	28,08	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
$Q_{ов. повыш.} =$	1,170	Гкал/час			
Проверка :	28,08	Гкал/сут			
Дефицит	0 Гкал/сут				
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления :					46,80 м3/ч
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :					
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне					46,80 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети					105,00 — 70 °С

температурный график
в условиях дефицита
мощности: **0,00 Гкал/ч**

Тн.р. = -22 °С		Наружная теплосеть $\Delta T = 35,00$ °С	
		T2 расч. = 70 °С	T1 = + 0 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.), °С		T2	T1
8	°С	45,3	36,1
7	°С	47,5	37,5
6	°С	49,7	38,8
5	°С	51,9	40,1
4	°С	54,1	41,4
3	°С	56,2	42,7
2	°С	58,3	43,9
1	°С	60,4	45,1
0	°С	62,5	46,3
-1	°С	64,6	47,5
-2	°С	66,6	48,7
-3	°С	68,6	49,8
-4	°С	70,7	51
-5	°С	72,7	52,2
-6	°С	74,6	53,3
-7	°С	76,6	54,3
-8	°С	78,6	55,5
-9	°С	80,5	56,6
-10	°С	82,4	57,7
-11	°С	84,4	58,7
-12	°С	86,3	59,8
-13	°С	88,2	60,8
-14	°С	90,1	61,9
-15	°С	92	62,9
-16	°С	93,9	63,9
-17	°С	95,7	65
-18	°С	97,6	66
-19	°С	99,4	66,9
-20	°С	101,3	67,9
-21	°С	103,1	68,9
-22	°С	105	70
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.





3 Котельная № 3 Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1

$Q^{max}_{гвс}$ =	0,09	Гкал/час
$Q^{nom}_{гвс}$ =	0,038	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n max. гвс =	6	час/сут
Q ов. заниж. =	16,485	Гкал/сут
Q ов. норма. =	16,8	Гкал/сут
Разница :	0,013	Гкал/час
Q ов. повыш. =	0,713	Гкал/час
Проверка :	16,8	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 26,25 м3/ч на нужды отопления, вентиляции при температуре наружного воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 28,45 м3/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G отгр. = 27,17 м3/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 28,00 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

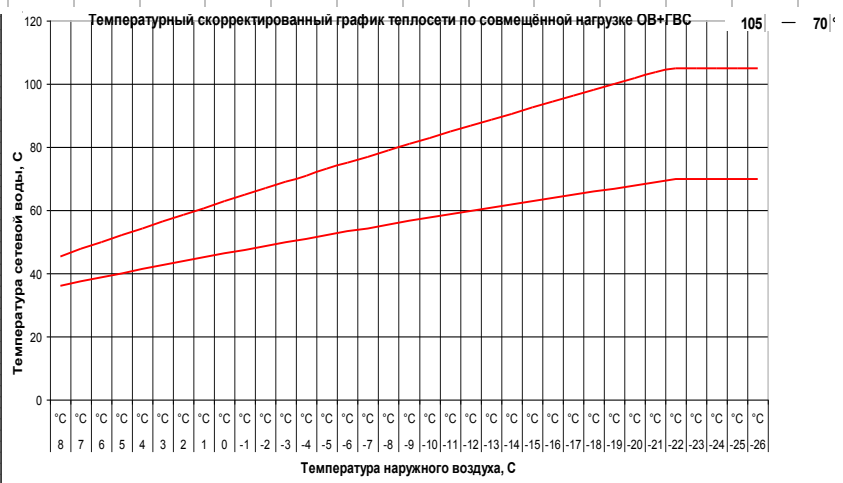
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 28,53 м3/ч (т.е. выше расчетного на 1,9 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,66 + 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячей водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		$\Delta T =$	35,66 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С		T2 расч. =	70 °С
8 °С			+ 0
7 °С		105,66	70 °С
6 °С		T 1	T 2
5 °С		45,4	36,1
4 °С		47,9	37,5
3 °С		50	38,8
2 °С		52,2	40,1
1 °С		54,3	41,4
0 °С		56,5	42,7
-1 °С		58,6	43,9
-2 °С		60,7	45,1
-3 °С		62,8	46,3
-4 °С		64,9	47,5
-5 °С		67	48,7
-6 °С		69	49,8
-7 °С		71	51
-8 °С		73,1	52,2
-9 °С		75,1	53,3
-10 °С		77	54,3
-11 °С		79	55,5
-12 °С		81	56,6
-13 °С		82,9	57,7
-14 °С		84,9	58,7
-15 °С		86,8	59,8
-16 °С		88,7	60,8
-17 °С		90,6	61,9
-18 °С		92,5	62,9
-19 °С		94,4	63,9
-20 °С		96,3	65
-21 °С		98,2	66
-22 °С		100	66,9
		101,9	67,9
		103,8	68,9
		105	70



Температурный режим работы наружной теплосети 105,66 - 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС



						0,00			
Q ов.тах =	0,7	Гкал/час	105	—	70 °С	/	95	—	70 °С
Q ^{цтп} гвс.тах =	0,09	Гкал/час							
Q ^{цтп} гвс.ном =	0,038	Гкал/час							
К ср.час. =	2,4								
n тах. гвс =	6	час/сут							
Q ов.заниж.=	16,485	Гкал/сут							
Q ов.норма.=	16,8	Гкал/сут							
Разница :	0,013	Гкал/час							
Q ов.повыш. =	0,713	Гкал/час							
Проверка :	16,8	Гкал/сут							
Дефицит		0	Гкал/сут						
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления :						28,00	м3/ч		
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :									
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 28,53 м3/ч (т.е. выше расчетного на 1,9 %). Или :									
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,66 — 70 °С									

температурный график в условиях дефицита мощности: **0,00 Гкал/ч**

Тн.р. =	-22 °С	Наружная теплосеть Δ T = 35,66 °С T2 расч. = 70 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.), °С		105,66 — 70 °С
8 °С		T 1 45,4 T 2 36,1
7 °С		47,9 37,5
6 °С		50 38,8
5 °С		52,2 40,1
4 °С		54,3 41,4
3 °С		56,5 42,7
2 °С		58,6 43,9
1 °С		60,7 45,1
0 °С		62,8 46,3
-1 °С		64,9 47,5
-2 °С		67 48,7
-3 °С		69 49,8
-4 °С		71 51
-5 °С		73,1 52,2
-6 °С		75,1 53,3
-7 °С		77 54,3
-8 °С		79 55,5
-9 °С		81 56,6
-10 °С		82,9 57,7
-11 °С		84,9 58,7
-12 °С		86,8 59,8
-13 °С		88,7 60,8
-14 °С		90,6 61,9
-15 °С		92,5 62,9
-16 °С		94,4 63,9
-17 °С		96,3 65
-18 °С		98,2 66
-19 °С		100 66,9
-20 °С		101,9 67,9
-21 °С		103,8 68,9
-22 °С		105 70



Температурный режим работы наружной теплосети 105,66 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС при дефиците тепловой мощности котельной 0,00 Гкал/ч



4 Котельная № 4 Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1

Q ^{тп} гвс.мах =	0	Гкал/час
Q ^{тп} гвс.ном =	0,000	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж.=	7,44	Гкал/сут
Q ов.норма.=	7,44	Гкал/сут
Разница :	0,000	Гкал/час
Q ов.повыш.=	0,310	Гкал/час
Проверка :	7,44	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 12,39 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 12,40 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 12,40 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПТ)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		Δ T = 25,00 °С	Т2 расч. = 70 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С	95,00	70 °С	
8 °С	42,4	36,1	
7 °С	44,4	37,5	
6 °С	46,3	38,8	
5 °С	48,3	40,1	
4 °С	50,2	41,4	
3 °С	52,1	42,7	
2 °С	53,9	43,9	
1 °С	55,8	45,1	
0 °С	57,6	46,3	
-1 °С	59,4	47,5	
-2 °С	61,2	48,7	
-3 °С	63	49,8	
-4 °С	64,8	51	
-5 °С	66,6	52,2	
-6 °С	68,3	53,3	
-7 °С	70	54,3	
-8 °С	71,8	55,5	
-9 °С	73,5	56,6	
-10 °С	75,2	57,7	
-11 °С	76,9	58,7	
-12 °С	78,6	59,8	
-13 °С	80,2	60,8	
-14 °С	81,9	61,9	
-15 °С	83,6	62,9	
-16 °С	85,2	63,9	
-17 °С	86,9	65	
-18 °С	88,5	66	
-19 °С	90,1	66,9	
-20 °С	91,7	67,9	
-21 °С	93,3	68,9	
-22 °С	95	70	



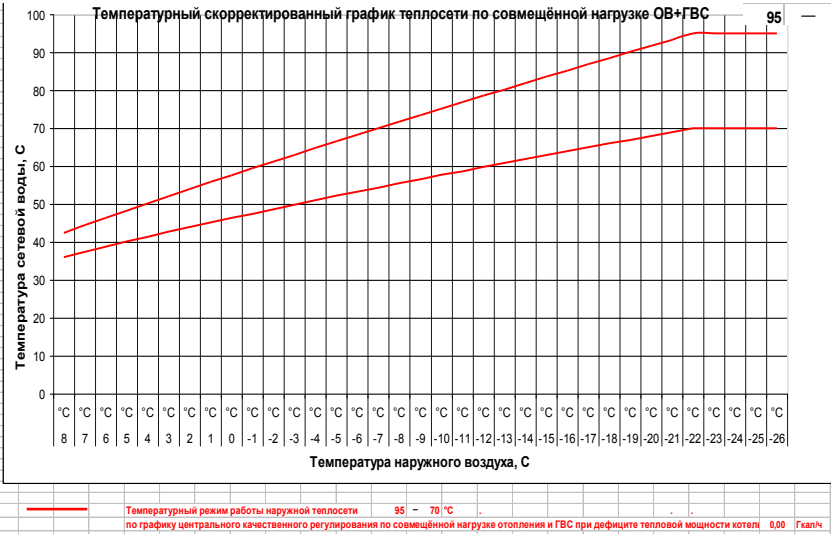
Температурный режим работы наружной теплосети 95 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС



					0,00
Q ов max =	0,31	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{цтп} гвс.max =	0	Гкал/час			
Q ^{цтп} гвс.ном =	0,000	Гкал/час			
К ср.час. =	2,4				
n max. гвс =	6	час/сут			
Q ов.заниж.=	7,44	Гкал/сут			
Q ов.норма.=	7,44	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов.повыш. =	0,310	Гкал/час			
Проверка :	7,44	Гкал/сут			
Дефицит	0 Гкал/сут				
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 12,40 м3/ч					
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :					
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 12,40 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :					
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С					

**температурный график
в условиях дефицита
мощности: 0,00 Гкал/ч**

Тн.р. = -22 °С		Наружная теплосеть Δ T = 25,00 °С	
		T2 расч. = 70 °С	+ 0
Температура наружного воздуха (Т н.в.), °С		95,00 — 70 °С	
8 °С	T 1	T 2	
7 °С	42,4	36,1	
6 °С	44,4	37,5	
5 °С	46,3	38,8	
4 °С	48,3	40,1	
3 °С	50,2	41,4	
2 °С	52,1	42,7	
1 °С	53,9	43,9	
0 °С	55,8	45,1	
-1 °С	57,6	46,3	
-2 °С	59,4	47,5	
-3 °С	61,2	48,7	
-4 °С	63	49,8	
-5 °С	64,8	51	
-6 °С	66,6	52,2	
-7 °С	68,3	53,3	
-8 °С	70	54,3	
-9 °С	71,8	55,5	
-10 °С	73,5	56,6	
-11 °С	75,2	57,7	
-12 °С	76,9	58,7	
-13 °С	78,6	59,8	
-14 °С	80,2	60,8	
-15 °С	81,9	61,9	
-16 °С	83,6	62,9	
-17 °С	85,2	63,9	
-18 °С	86,9	65	
-19 °С	88,5	66	
-20 °С	90,1	66,9	
-21 °С	91,7	67,9	
-22 °С	93,3	68,9	
-22 °С	95	70	
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.





5 Котельная № 5 Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1

Q ^{тп} гвс.мах =	0	Гкал/час
Q ^{тп} гвс.ном =	0,000	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж.=	34,32	Гкал/сут
Q ов.норма.=	34,32	Гкал/сут
Разница :	0,000	Гкал/час
Q ов.повыш.=	1,430	Гкал/час
Проверка :	34,32	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 53,63 м3/ч при температуре наружного воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
 Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 57,20 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

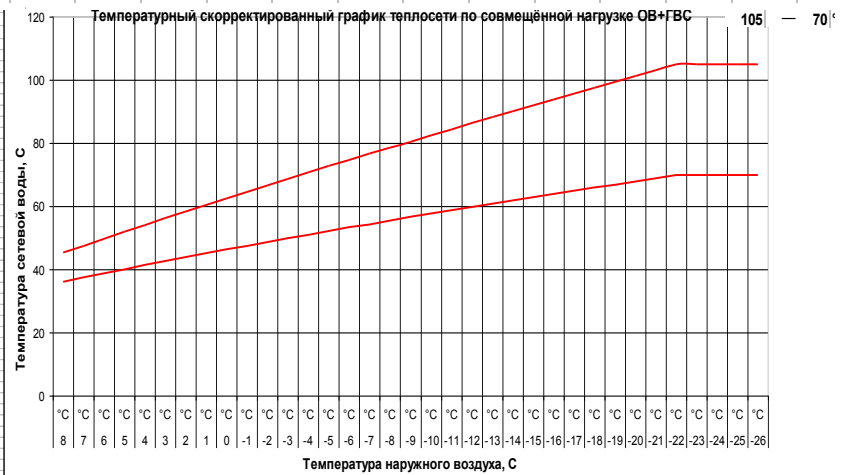
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 57,20 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПТ)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		Δ T = 35,00 °С	70 °С
Температура наружного воздуха (T н.в.) °С	105,00	70 °С	
8 °С	45,3	36,1	
7 °С	47,5	37,5	
6 °С	49,7	38,8	
5 °С	51,9	40,1	
4 °С	54,1	41,4	
3 °С	56,2	42,7	
2 °С	58,3	43,9	
1 °С	60,4	45,1	
0 °С	62,5	46,3	
-1 °С	64,6	47,5	
-2 °С	66,6	48,7	
-3 °С	68,6	49,8	
-4 °С	70,7	51	
-5 °С	72,7	52,2	
-6 °С	74,6	53,3	
-7 °С	76,6	54,3	
-8 °С	78,6	55,5	
-9 °С	80,5	56,6	
-10 °С	82,4	57,7	
-11 °С	84,4	58,7	
-12 °С	86,3	59,8	
-13 °С	88,2	60,8	
-14 °С	90,1	61,9	
-15 °С	92	62,9	
-16 °С	93,9	63,9	
-17 °С	95,7	65	
-18 °С	97,6	66	
-19 °С	99,4	66,9	
-20 °С	101,3	67,9	
-21 °С	103,1	68,9	
-22 °С	105	70	



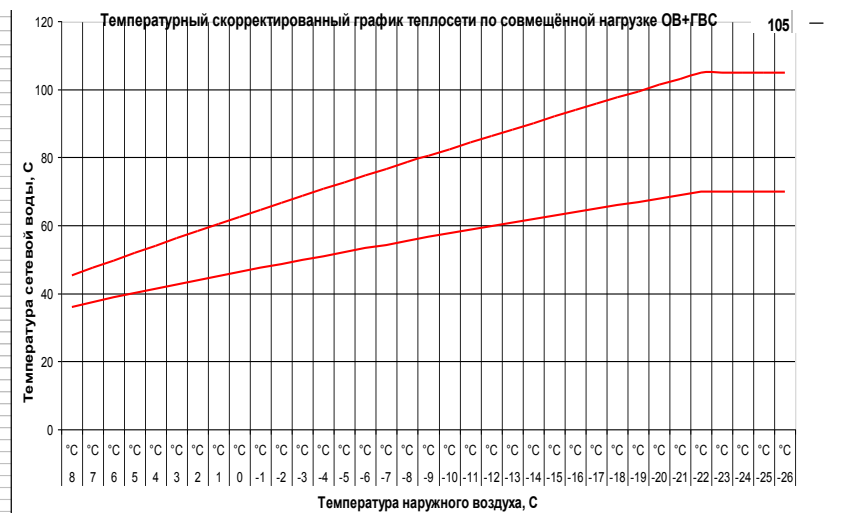
Температурный режим работы наружной теплосети 105 - 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС



				0,00
Q ов.тах =	1,43	Гкал/час	105 — 70 °С / 95 — 70 °С	
Q ^{цтп} гвс.тах =	0	Гкал/час		
Q ^{цтп} гвс.ном =	0,000	Гкал/час		
К ср.час. =	2,4			
n тах. гвс =	6	час/сут		
Q ов.заниж.=	34,32	Гкал/сут		
Q ов.норма.=	34,32	Гкал/сут		
Разница :	0,000	Гкал/час		
Q ов.повыш.=	1,430	Гкал/час		
Проверка :	34,32	Гкал/сут		
Дефицит	0 Гкал/сут			
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 57,20 м3/ч				
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике				
качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети				
при принятых выше условиях требуется :				
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ				
на уровне 57,20 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :				
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой				
сети 105,00 — 70 °С				

температурный график
в условиях дефицита
мощности: **0,00 Гкал/ч**

Тн.р. =	-22 °С	Наружная теплосеть	
		Δ T =	35,00 °С
		T2 расч. =	70 °С
			+ 0.
Температура			
наружного воздуха		105,00	70 °С
(Т н.в.), °С		T 1	T 2
8 °С		45,3	36,1
7 °С		47,5	37,5
6 °С		49,7	38,8
5 °С		51,9	40,1
4 °С		54,1	41,4
3 °С		56,2	42,7
2 °С		58,3	43,9
1 °С		60,4	45,1
0 °С		62,5	46,3
-1 °С		64,6	47,5
-2 °С		66,6	48,7
-3 °С		68,6	49,8
-4 °С		70,7	51
-5 °С		72,7	52,2
-6 °С		74,6	53,3
-7 °С		76,6	54,3
-8 °С		78,6	55,5
-9 °С		80,5	56,6
-10 °С		82,4	57,7
-11 °С		84,4	58,7
-12 °С		86,3	59,8
-13 °С		88,2	60,8
-14 °С		90,1	61,9
-15 °С		92	62,9
-16 °С		93,9	63,9
-17 °С		95,7	65
-18 °С		97,6	66
-19 °С		99,4	66,9
-20 °С		101,3	67,9
-21 °С		103,1	68,9
-22 °С		105	70
.		.	.
.		.	.
.		.	.
.		.	.
.		.	.
.		.	.
.		.	.
.		.	.
.		.	.



Температурный режим работы наружной теплосети 105 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС при дефиците тепловой мощности котла 0,00 Гкал/ч



6 Котельная № 6 Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1

Q ^{теп} гвс.мах =	0,09	Гкал/час	
Q ^{теп} гвс.ном =	0,038	Гкал/час	
К ср.час. =	2,4		
n мах. гвс =	6	час/сут	
Q ов.заниж.=	35,685	Гкал/сут	
Q ов.норма.=	36	Гкал/сут	
Разница :	0,013	Гкал/час	
Q ов.повыш.=	1,513	Гкал/час	
Проверка :	36	Гкал/сут	

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 56,25 м3/ч на нужды отопления, вентиляции при температуре наружного воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 58,45 м3/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G отр. = 57,17 м3/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети.

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 60,00 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплотести при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ

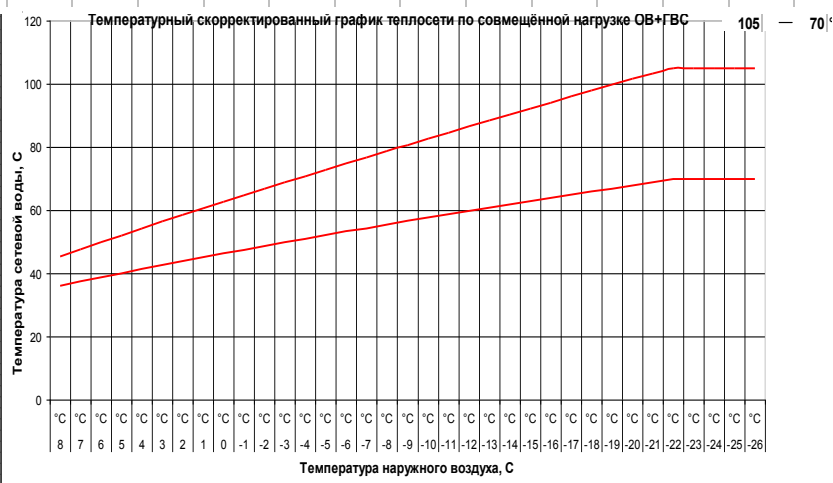
на уровне 60,53 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,9 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,31 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплотесть	
		Δ T = 35,31	°С
		T2 расч. =	70 °С
			+ 0
Температура наружного воздуха (Тн.в.) °С		105,31	— 70 °С
8	°С	T 1	T 2
7	°С	45,3	36,1
6	°С	47,7	37,5
5	°С	49,8	38,8
4	°С	52	40,1
3	°С	54,2	41,4
2	°С	56,4	42,7
1	°С	58,5	43,9
0	°С	60,6	45,1
-1	°С	62,7	46,3
-2	°С	64,7	47,5
-3	°С	66,8	48,7
-4	°С	68,8	49,8
-5	°С	70,8	51
-6	°С	72,8	52,2
-7	°С	74,8	53,3
-8	°С	76,8	54,3
-9	°С	78,8	55,5
-10	°С	80,7	56,6
-11	°С	82,7	57,7
-12	°С	84,6	58,7
-13	°С	86,5	59,8
-14	°С	88,4	60,8
-15	°С	90,3	61,9
-16	°С	92,2	62,9
-17	°С	94,1	63,9
-18	°С	96	65
-19	°С	97,9	66
-20	°С	99,7	66,9
-21	°С	101,6	67,9
-22	°С	103,4	68,9
-22	°С	105	70



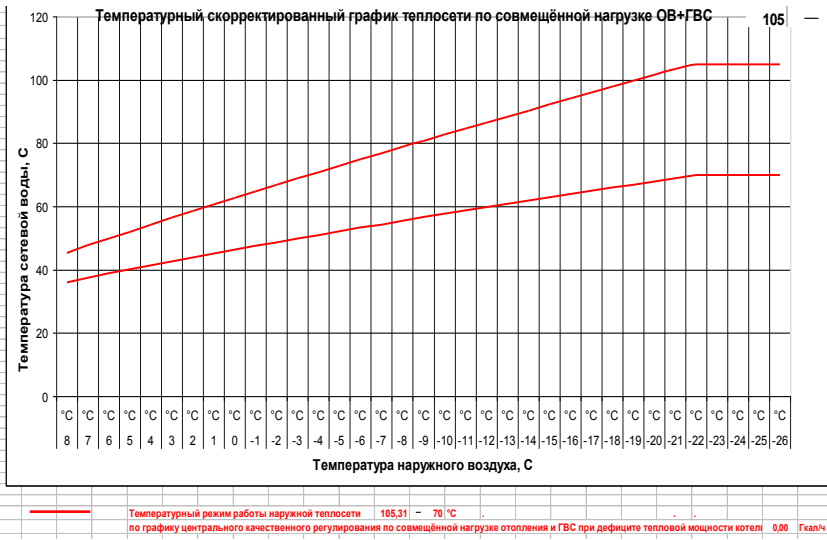
Температурный режим работы наружной теплотести 105,31 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС



										0,00
Q ов max =	1,5	Гкал/час	105	—	70 °С	/	95	—	70 °С	
Q ^{цтп} гвс.max =	0,09	Гкал/час								
Q ^{цтп} гвс.ном =	0,038	Гкал/час								
К ср.час. =	2,4									
n max. гвс =	6	час/сут								
Q ов.заниж.=	35,685	Гкал/сут								
Q ов.норма.=	36	Гкал/сут								
Разница :	0,013	Гкал/час								
Q ов.повыш. =	1,513	Гкал/час								
Проверка :	36	Гкал/сут								
Дефицит	0	Гкал/сут								
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 60,00 м3/ч										
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :										
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 60,53 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,9 %). Или :										
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,31 — 70 °С										

температурный график
в условиях дефицита
мощности: **0,00 Гкал/**

Тн.р. =	-22 °С	Наружная теплосеть Δ T = 35,31 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.), °С	T2 расч. = 70 °С	T2 расч. = 70 °С
8	45,3	36,1
7	47,7	37,5
6	49,8	38,8
5	52	40,1
4	54,2	41,4
3	56,4	42,7
2	58,5	43,9
1	60,6	45,1
0	62,7	46,3
-1	64,7	47,5
-2	66,8	48,7
-3	68,8	49,8
-4	70,8	51
-5	72,8	52,2
-6	74,8	53,3
-7	76,8	54,3
-8	78,8	55,5
-9	80,7	56,6
-10	82,7	57,7
-11	84,6	58,7
-12	86,5	59,8
-13	88,4	60,8
-14	90,3	61,9
-15	92,2	62,9
-16	94,1	63,9
-17	96	65
-18	97,9	66
-19	99,7	66,9
-20	101,6	67,9
-21	103,4	68,9
-22	105	70





7 Котельная № 7 Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1

$Q_{гвс.мах}^{шт}$	=	0,2	Гкал/час
$Q_{гвс.ном}^{шт}$	=	0,083	Гкал/час
К ср.час.	=	2,4	
n мах. гвс	=	6	час/сут
Q ов. заниж.	=	49,7	Гкал/сут
Q ов. норма.	=	50,4	Гкал/сут
Разница :		0,029	Гкал/час
Q ов. повыш.	=	2,129	Гкал/час
Проверка :		50,4	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 78,75 м3/ч на нужды отопления, вентиляции при температуре наружного воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 83,65 м3/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G отр. = 80,79 м3/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня

снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети.

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 84,00 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

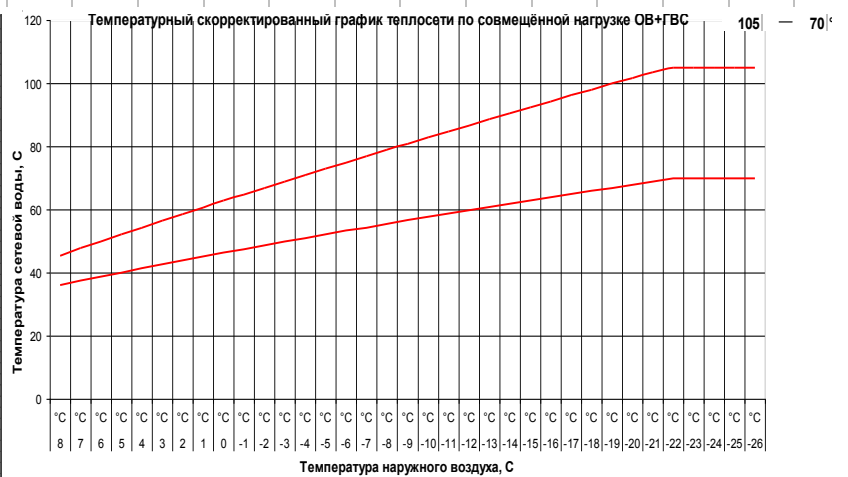
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 85,17 м3/ч (т.е. выше расчетного на 1,4 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,49 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по смешанной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		Δ T = 35,49	°С
		T2 расч. :	70 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) , °С		105,49	70 °С
8 °С		45,4	36,1
7 °С		47,8	37,5
6 °С		49,9	38,8
5 °С		52,1	40,1
4 °С		54,3	41,4
3 °С		56,4	42,7
2 °С		58,6	43,9
1 °С		60,7	45,1
0 °С		62,8	46,3
-1 °С		64,8	47,5
-2 °С		66,9	48,7
-3 °С		68,9	49,8
-4 °С		70,9	51
-5 °С		72,9	52,2
-6 °С		74,9	53,3
-7 °С		76,9	54,3
-8 °С		78,9	55,5
-9 °С		80,9	56,6
-10 °С		82,8	57,7
-11 °С		84,7	58,7
-12 °С		86,7	59,8
-13 °С		88,6	60,8
-14 °С		90,5	61,9
-15 °С		92,4	62,9
-16 °С		94,3	63,9
-17 °С		96,2	65
-18 °С		98	66
-19 °С		99,9	66,9
-20 °С		101,7	67,9
-21 °С		103,6	68,9
-22 °С		105	70



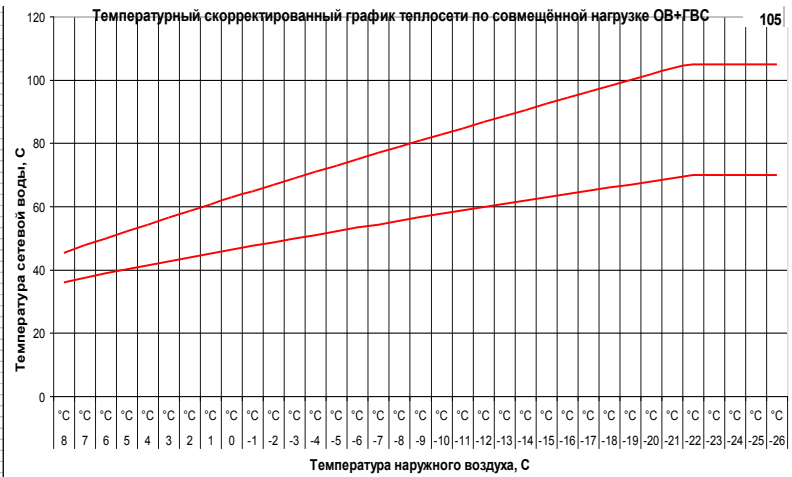
— Температурный режим работы наружной теплосети 105,49 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС



										0,00
Q ов max =	2,1	Гкал/час	105	—	70 °С	/	95	—	70 °С	
Q ^{цтп} гвс.max =	0,2	Гкал/час								
Q ^{цтп} гвс.ном =	0,083	Гкал/час								
К ср.час. =	2,4									
n max. гвс =	6	час/сут								
Q ов.заниж.=	49,7	Гкал/сут								
Q ов.норма.=	50,4	Гкал/сут								
Разница :	0,029	Гкал/час								
Q ов.повыш. =	2,129	Гкал/час								
Проверка :	50,4	Гкал/сут								
Дефицит	0 Гкал/сут									
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 84,00 м3/ч										
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :										
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 85,17 м3/ч (т.е. выше расчетного на 1,4 %). Или :										
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети										
сети	105,49	—	70	°С						

температурный график
в условиях дефицита
мощности: **0,00 Гкал/ч**

Тн.р. =	-22 °С	Наружная теплосеть	
		Δ T =	35,49 °С
		T2 расч. =	70 °С
		+ 0	
Температура наружного воздуха (Тн.в.), °С	105,49	—	70 °С
8 °С	45,4	T 1	T 2
7 °С	47,8		
6 °С	49,9		
5 °С	52,1		
4 °С	54,3		
3 °С	56,4		
2 °С	58,6		
1 °С	60,7		
0 °С	62,8		
-1 °С	64,8		
-2 °С	66,9		
-3 °С	68,9		
-4 °С	70,9		
-5 °С	72,9		
-6 °С	74,9		
-7 °С	76,9		
-8 °С	78,9		
-9 °С	80,9		
-10 °С	82,8		
-11 °С	84,7		
-12 °С	86,7		
-13 °С	88,6		
-14 °С	90,5		
-15 °С	92,4		
-16 °С	94,3		
-17 °С	96,2		
-18 °С	98		
-19 °С	99,9		
-20 °С	101,7		
-21 °С	103,6		
-22 °С	105		



— Температурный режим работы наружной теплосети 105,49 / — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС при дефиците тепловой мощности котель 0,00 Гкал/ч



9 Котельная № 9 Павловское СП ст Павловская улл Советская 54

$Q^{тп}$ гвс.мах =	0,13	Гкал/час
$Q^{тп}$ гвс.ном =	0,054	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж.=	28,345	Гкал/сут
Q ов.норма.=	28,8	Гкал/сут
Разница :	0,019	Гкал/час
Q ов.повыш.=	1,219	Гкал/час
Проверка :	28,8	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 45,00 м³/ч на нужды отопления, вентиляции при температуре наружного воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 48,18 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G огр. = 46,33 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 48,00 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

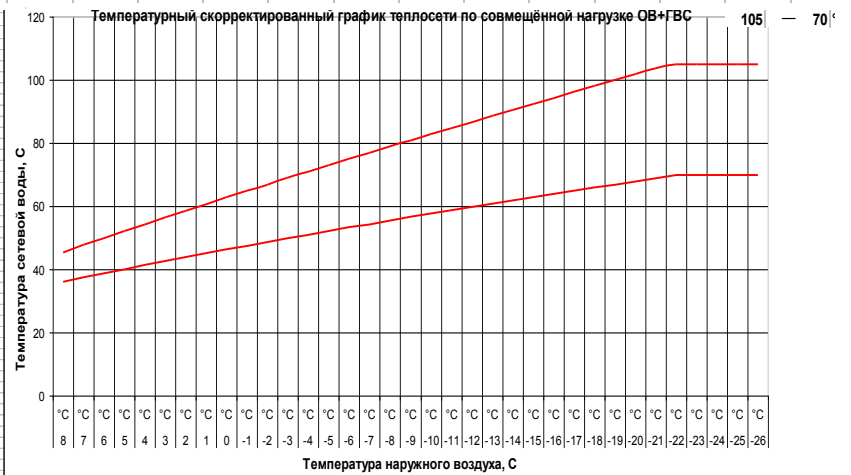
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 48,76 м³/ч (т.е. выше расчетного на 1,6 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,55 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячей водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		$\Delta T =$	35,55 °С
		T2 расч. =	70 °С
		+ 0	
Температура наружного воздуха (Тн.в.) °С		105,55	70 °С
8	°С	45,4	36,1
7	°С	47,9	37,5
6	°С	49,9	38,8
5	°С	52,1	40,1
4	°С	54,3	41,4
3	°С	56,5	42,7
2	°С	58,6	43,9
1	°С	60,7	45,1
0	°С	62,8	46,3
-1	°С	64,9	47,5
-2	°С	66,9	48,7
-3	°С	69	49,8
-4	°С	71	51
-5	°С	73	52,2
-6	°С	75	53,3
-7	°С	77	54,3
-8	°С	78,9	55,5
-9	°С	80,9	56,6
-10	°С	82,8	57,7
-11	°С	84,8	58,7
-12	°С	86,7	59,8
-13	°С	88,6	60,8
-14	°С	90,5	61,9
-15	°С	92,4	62,9
-16	°С	94,3	63,9
-17	°С	96,2	65
-18	°С	98,1	66
-19	°С	100	66,9
-20	°С	101,8	67,9
-21	°С	103,7	68,9
-22	°С	105	70



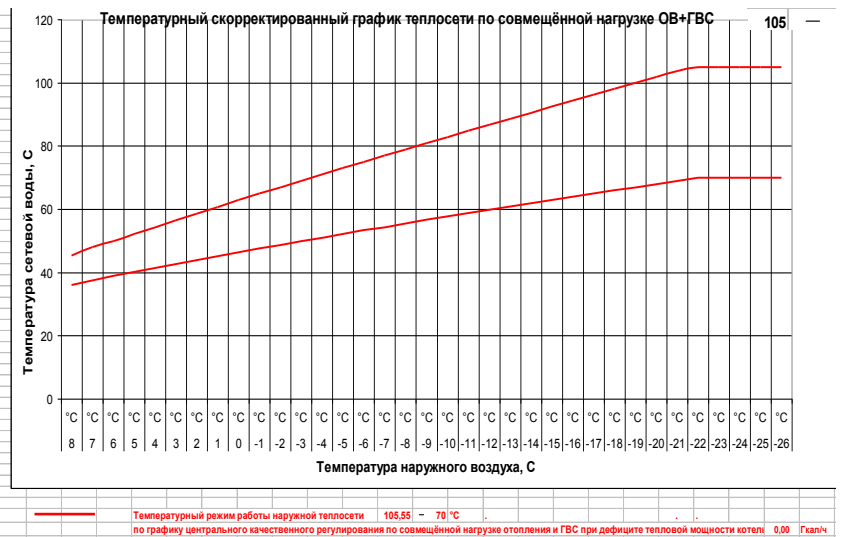
Температурный режим работы наружной теплосети 105,55 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС



										0,00	
Q ов.тах =	1,2	Гкал/час	105	—	70 °С	/	95	—	70 °С		
Q ^{цтп} гвс.тах =	0,13	Гкал/час									
Q ^{цтп} гвс.ном =	0,054	Гкал/час									
К ср.час. =	2,4										
n тах. гвс =	6	час/сут									
Q ов.заниж.=	28,345	Гкал/сут									
Q ов.норма.=	28,8	Гкал/сут									
Разница :	0,019	Гкал/час									
Q ов.повыш. =	1,219	Гкал/час									
Проверка :	28,8	Гкал/сут									
Дефицит	0	Гкал/сут									
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления :										48,00	м3/ч
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :											
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 48,76 м3/ч (т.е. выше расчетного на 1,6 %). Или :											
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,55 — 70 °С											

температурный график
в условиях дефицита
мощности: **0,00 Гкал/ч**

Тн.р. =	-22 °С	Наружная теплосеть	
		Δ T =	35,55 °С
		T2 расч. =	70 °С
			+ 0
Температура наружного воздуха (Т н.в.), °С	105,55	—	70 °С
8 °С	45,4	T 1	T 2
7 °С	47,9		
6 °С	49,9		
5 °С	52,1		
4 °С	54,3		
3 °С	56,5		
2 °С	58,6		
1 °С	60,7		
0 °С	62,8		
-1 °С	64,9		
-2 °С	66,9		
-3 °С	69		
-4 °С	71		
-5 °С	73		
-6 °С	75		
-7 °С	77		
-8 °С	78,9		
-9 °С	80,9		
-10 °С	82,8		
-11 °С	84,8		
-12 °С	86,7		
-13 °С	88,6		
-14 °С	90,5		
-15 °С	92,4		
-16 °С	94,3		
-17 °С	96,2		
-18 °С	98,1		
-19 °С	100		
-20 °С	101,8		
-21 °С	103,7		
-22 °С	105		





10 Котельная № 10 Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1

Q ^{тп} гвс.мах =	0,26	Гкал/час
Q ^{тп} гвс.ном =	0,108	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж. =	47,09	Гкал/сут
Q ов.норма. =	48	Гкал/сут
Разница :	0,038	Гкал/час
Q ов.повыш. =	2,038	Гкал/час
Проверка :	48	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 75,00 м³/ч на нужды отопления, вентиляции при температуре наружного воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 81,37 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -4,2 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G отр. = 77,65 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 80,00 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ

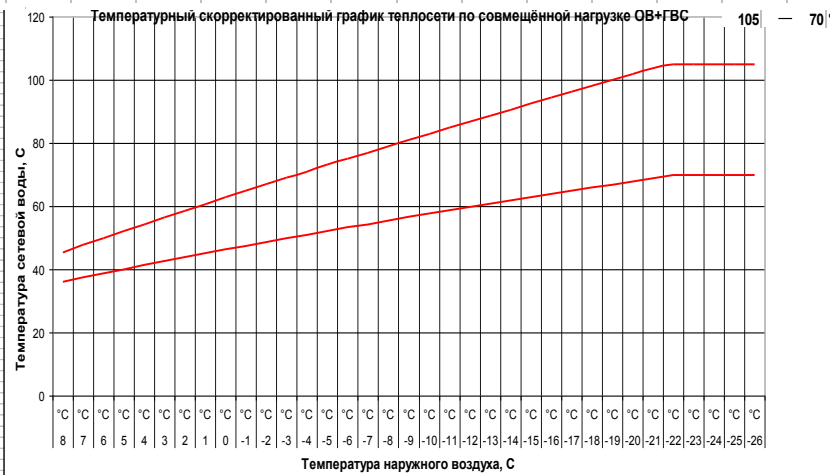
на уровне 81,52 м³/ч (т.е. выше расчетного на 1,9 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 105,66 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		Δ T = 35,66	°С
		T2 расч. = 70	°С
		+ 0	
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С		105,66	70 °С
	Т 1	Т 2	
8 °С	45,4	36,1	
7 °С	47,9	37,5	
6 °С	50	38,8	
5 °С	52,2	40,1	
4 °С	54,3	41,4	
3 °С	56,5	42,7	
2 °С	58,6	43,9	
1 °С	60,7	45,1	
0 °С	62,8	46,3	
-1 °С	64,9	47,5	
-2 °С	67	48,7	
-3 °С	69	49,8	
-4 °С	71	51	
-5 °С	73,1	52,2	
-6 °С	75,1	53,3	
-7 °С	77	54,3	
-8 °С	79	55,5	
-9 °С	81	56,6	
-10 °С	82,9	57,7	
-11 °С	84,9	58,7	
-12 °С	86,8	59,8	
-13 °С	88,7	60,8	
-14 °С	90,6	61,9	
-15 °С	92,5	62,9	
-16 °С	94,4	63,9	
-17 °С	96,3	65	
-18 °С	98,2	66	
-19 °С	100,1	66,9	
-20 °С	101,9	67,9	
-21 °С	103,8	68,9	
-22 °С	105	70	



Температурный режим работы наружной теплосети 105,66 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС



11 Котельная № 11 Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1

$Q^{тп}$ гвс.мах =	0	Гкал/час
$Q^{тп}$ гвс.ном =	0,000	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж. =	12,96	Гкал/сут
Q ов.норма. =	12,96	Гкал/сут
Разница :	0,000	Гкал/час
Q ов.повыш. =	0,540	Гкал/час
Проверка :	12,96	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 21,57 м³/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °C в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 21,60 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ

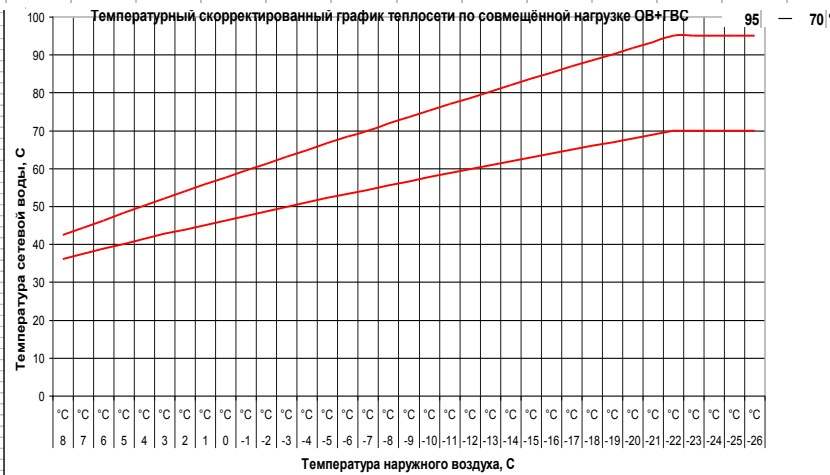
на уровне 21,60 м³/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети | 95,00 — 70 °C

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПТ)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	наружная теплосеть	
	$\Delta T =$	25,00 °C
	T2 расч. =	70 °C
		+ 0
Температура наружного воздуха (T н.в.) °C	95,00	70 °C
8 °C	T 1 42,4	T 2 36,1
7 °C	44,4	37,5
6 °C	46,3	38,8
5 °C	48,3	40,1
4 °C	50,2	41,4
3 °C	52,1	42,7
2 °C	53,9	43,9
1 °C	55,8	45,1
0 °C	57,6	46,3
-1 °C	59,4	47,5
-2 °C	61,2	48,7
-3 °C	63	49,8
-4 °C	64,8	51
-5 °C	66,6	52,2
-6 °C	68,3	53,3
-7 °C	70	54,3
-8 °C	71,8	55,5
-9 °C	73,5	56,6
-10 °C	75,2	57,7
-11 °C	76,9	58,7
-12 °C	78,6	59,8
-13 °C	80,2	60,8
-14 °C	81,9	61,9
-15 °C	83,6	62,9
-16 °C	85,2	63,9
-17 °C	86,9	65
-18 °C	88,5	66
-19 °C	90,1	66,9
-20 °C	91,7	67,9
-21 °C	93,3	68,9
-22 °C	95	70



— Температурный режим работы наружной теплосети 95 — 70 °C
 — по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС



12 Котельная № 12 Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1

Q ^{шт} гвс.мах =	0	Гкал/час
Q ^{шт} гвс.ном =	0,000	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж.=	5,28	Гкал/сут
Q ов.норма.=	5,28	Гкал/сут
Разница :	0,000	Гкал/час
Q ов.повыш.=	0,220	Гкал/час
Проверка :	5,28	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
 G кач. рег. = 8,79 м³/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

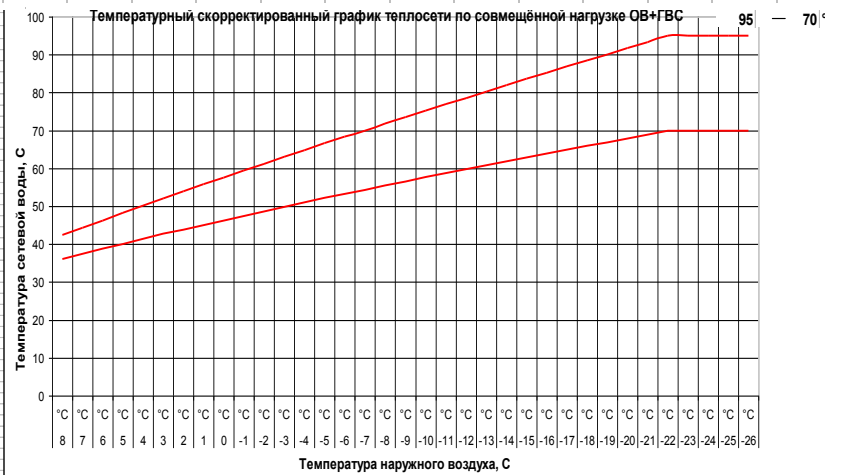
Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
 Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 8,80 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 8,80 м³/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
- б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПТ)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		Δ T =	25,00 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С		T2 расч. =	70 °С
			+ 0
		95,00	70 °С
		T 1	T 2
8 °С		42,4	36,1
7 °С		44,4	37,5
6 °С		46,3	38,8
5 °С		48,3	40,1
4 °С		50,2	41,4
3 °С		52,1	42,7
2 °С		53,9	43,9
1 °С		55,8	45,1
0 °С		57,6	46,3
-1 °С		59,4	47,5
-2 °С		61,2	48,7
-3 °С		63	49,8
-4 °С		64,8	51
-5 °С		66,6	52,2
-6 °С		68,3	53,3
-7 °С		70	54,3
-8 °С		71,8	55,5
-9 °С		73,5	56,6
-10 °С		75,2	57,7
-11 °С		76,9	58,7
-12 °С		78,6	59,8
-13 °С		80,2	60,8
-14 °С		81,9	61,9
-15 °С		83,6	62,9
-16 °С		85,2	63,9
-17 °С		86,9	65
-18 °С		88,5	66
-19 °С		90,1	66,9
-20 °С		91,7	67,9
-21 °С		93,3	68,9
-22 °С		95	70



Температурный режим работы наружной теплосети 95 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС



13 Котельная № 13 Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1

$Q^{шт}$ гвс.мах =	0,03	Гкал/час
$Q^{шт}$ гвс.ном =	0,013	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж.=	5,175	Гкал/сут
Q ов.норма.=	5,28	Гкал/сут
Разница :	0,004	Гкал/час
Q ов.повыш.=	0,224	Гкал/час
Проверка :	5,28	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 8,79 м³/ч на нужды отопления, вентиляции при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 9,53 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G отр. = 9,10 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 8,80 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

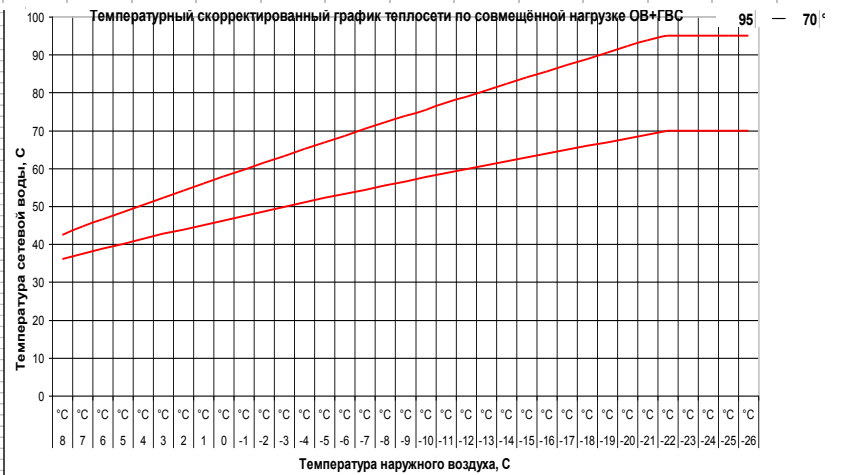
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 8,98 м³/ч (т.е. выше расчетного на 2,0 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,50 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по смешанной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		$\Delta T = 25,50$	25,50 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С		T1	T2
		95,50	70 °С
8 °С		42,5	36,1
7 °С		44,7	37,5
6 °С		46,5	38,8
5 °С		48,4	40,1
4 °С		50,4	41,4
3 °С		52,3	42,7
2 °С		54,2	43,9
1 °С		56	45,1
0 °С		57,9	46,3
-1 °С		59,7	47,5
-2 °С		61,5	48,7
-3 °С		63,3	49,8
-4 °С		65,1	51
-5 °С		66,9	52,2
-6 °С		68,6	53,3
-7 °С		70,4	54,3
-8 °С		72,1	55,5
-9 °С		73,8	56,6
-10 °С		75,5	57,7
-11 °С		77,3	58,7
-12 °С		78,9	59,8
-13 °С		80,6	60,8
-14 °С		82,3	61,9
-15 °С		84	62,9
-16 °С		85,6	63,9
-17 °С		87,3	65
-18 °С		88,9	66
-19 °С		90,6	66,9
-20 °С		92,2	67,9
-21 °С		93,8	68,9
-22 °С		95	70



Температурный режим работы наружной теплосети 95,497 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС



15 Котельная № 17 Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54

$Q_{гвс.мах}^{шт}$ =	0	Гкал/час
$Q_{гвс.ном}^{шт}$ =	0,000	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов. заниж. =	4,08	Гкал/сут
Q ов. норма. =	4,08	Гкал/сут
Разница :	0,000	Гкал/час
Q ов. повыш. =	0,170	Гкал/час
Проверка :	4,08	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 6,79 м³/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети.

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 6,80 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

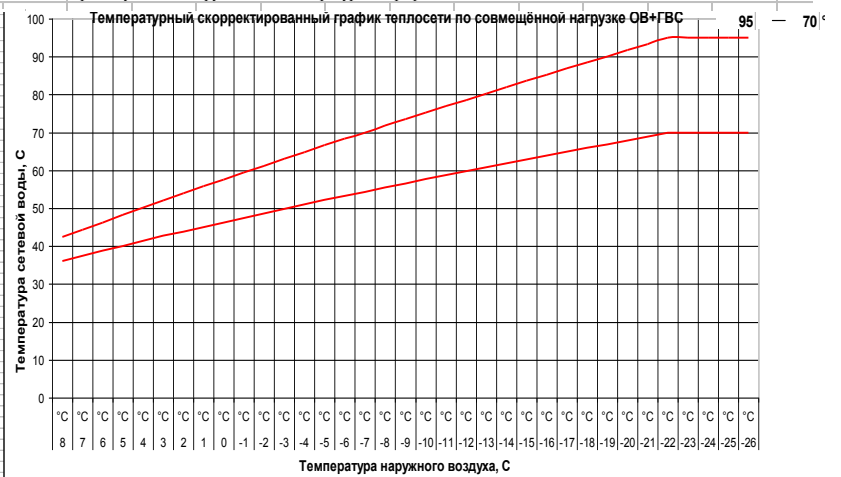
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 6,80 м³/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловых сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		$\Delta T =$	25,00 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С		T2 расч. =	70 °С
			+ 0
		95,00	70 °С
	T 1	T 2	
8 °С	42,4	36,1	
7 °С	44,4	37,5	
6 °С	46,3	38,8	
5 °С	48,3	40,1	
4 °С	50,2	41,4	
3 °С	52,1	42,7	
2 °С	53,9	43,9	
1 °С	55,8	45,1	
0 °С	57,6	46,3	
-1 °С	59,4	47,5	
-2 °С	61,2	48,7	
-3 °С	63	49,8	
-4 °С	64,8	51	
-5 °С	66,6	52,2	
-6 °С	68,3	53,3	
-7 °С	70	54,3	
-8 °С	71,8	55,5	
-9 °С	73,5	56,6	
-10 °С	75,2	57,7	
-11 °С	76,9	58,7	
-12 °С	78,6	59,8	
-13 °С	80,2	60,8	
-14 °С	81,9	61,9	
-15 °С	83,6	62,9	
-16 °С	85,2	63,9	
-17 °С	86,9	65	
-18 °С	88,5	66	
-19 °С	90,1	66,9	
-20 °С	91,7	67,9	
-21 °С	93,3	68,9	
-22 °С	95	70	



— Температурный режим работы наружной теплосети 95 — 70 °С
 по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС



16 Котельная № 25 Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1

Q ^{шт} гвс.мах =	0	Гкал/час
Q ^{шт} гвс.ном =	0,000	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж.=	3,84	Гкал/сут
Q ов.норма.=	3,84	Гкал/сут
Разница :	0,000	Гкал/час
Q ов.повыш.=	0,160	Гкал/час
Проверка :	3,84	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 6,39 м³/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети.

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 6,40 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 6,40 м³/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловыпускной сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		Δ T =	25,00 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С		T2 расч. °С	+ 0 °С
		95,00	70 °С
	T 1 °С	T 2 °С	
8	42,4	36,1	
7	44,4	37,5	
6	46,3	38,8	
5	48,3	40,1	
4	50,2	41,4	
3	52,1	42,7	
2	53,9	43,9	
1	55,8	45,1	
0	57,6	46,3	
-1	59,4	47,5	
-2	61,2	48,7	
-3	63	49,8	
-4	64,8	51	
-5	66,6	52,2	
-6	68,3	53,3	
-7	70	54,3	
-8	71,8	55,5	
-9	73,5	56,6	
-10	75,2	57,7	
-11	76,9	58,7	
-12	78,6	59,8	
-13	80,2	60,8	
-14	81,9	61,9	
-15	83,6	62,9	
-16	85,2	63,9	
-17	86,9	65	
-18	88,5	66	
-19	90,1	66,9	
-20	91,7	67,9	
-21	93,3	68,9	
-22	95	70	



— Температурный режим работы наружной теплосети 95 — 70 °С
 — по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС



18 Котельная № 32 Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1

Q ^{тп} гвс.мах =	0,02	Гкал/час
Q ^{тп} гвс.ном =	0,008	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж. =	5,45	Гкал/сут
Q ов.норма. =	5,52	Гкал/сут
Разница :	0,003	Гкал/час
Q ов.повыш. =	0,233	Гкал/час
Проверка :	5,52	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 9,19 м³/ч на нужды отопления, вентиляции при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 9,68 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G отр. = 9,39 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПУ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 9,20 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ

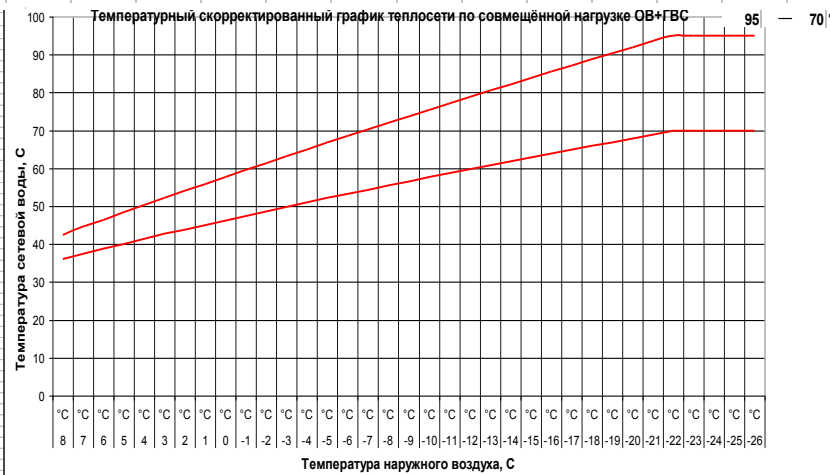
на уровне 9,32 м³/ч (т.е. выше расчетного на 1,3 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети | 95,32 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		Δ T = 25,32	°С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С		T 1	T 2
8	°С	42,4	36,1
7	°С	44,6	37,5
6	°С	46,4	38,8
5	°С	48,4	40,1
4	°С	50,3	41,4
3	°С	52,2	42,7
2	°С	54,1	43,9
1	°С	55,9	45,1
0	°С	57,8	46,3
-1	°С	59,6	47,5
-2	°С	61,4	48,7
-3	°С	63,2	49,8
-4	°С	65	51
-5	°С	66,8	52,2
-6	°С	68,5	53,3
-7	°С	70,3	54,3
-8	°С	72	55,5
-9	°С	73,7	56,6
-10	°С	75,4	57,7
-11	°С	77,1	58,7
-12	°С	78,8	59,8
-13	°С	80,5	60,8
-14	°С	82,2	61,9
-15	°С	83,8	62,9
-16	°С	85,5	63,9
-17	°С	87,1	65
-18	°С	88,8	66
-19	°С	90,4	66,9
-20	°С	92	67,9
-21	°С	93,7	68,9
-22	°С	95	70



Температурный режим работы наружной теплосети 95,317 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС



19 Котельная № 33 Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1

Q ^{тп} гвс.мах =	0,02	Гкал/час
Q ^{тп} гвс.ном =	0,008	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж. =	5,45	Гкал/сут
Q ов.норма. =	5,52	Гкал/сут
Разница :	0,003	Гкал/час
Q ов.повыш. =	0,233	Гкал/час
Проверка :	5,52	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 9,19 м³/ч на нужды отопления, вентиляции при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 9,68 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G отр. = 9,39 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПУ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 9,20 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ

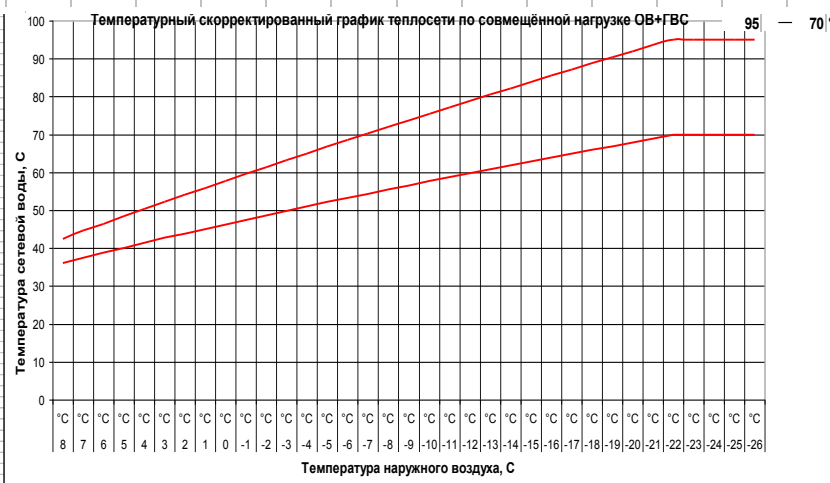
на уровне 9,32 м³/ч (т.е. выше расчетного на 1,3 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети | 95,32 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		Δ T = 25,32	°С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °С		T 1	T 2
8	°С	42,4	36,1
7	°С	44,6	37,5
6	°С	46,4	38,8
5	°С	48,4	40,1
4	°С	50,3	41,4
3	°С	52,2	42,7
2	°С	54,1	43,9
1	°С	55,9	45,1
0	°С	57,8	46,3
-1	°С	59,6	47,5
-2	°С	61,4	48,7
-3	°С	63,2	49,8
-4	°С	65	51
-5	°С	66,8	52,2
-6	°С	68,5	53,3
-7	°С	70,3	54,3
-8	°С	72	55,5
-9	°С	73,7	56,6
-10	°С	75,4	57,7
-11	°С	77,1	58,7
-12	°С	78,8	59,8
-13	°С	80,5	60,8
-14	°С	82,2	61,9
-15	°С	83,8	62,9
-16	°С	85,5	63,9
-17	°С	87,1	65
-18	°С	88,8	66
-19	°С	90,4	66,9
-20	°С	92	67,9
-21	°С	93,7	68,9
-22	°С	95	70



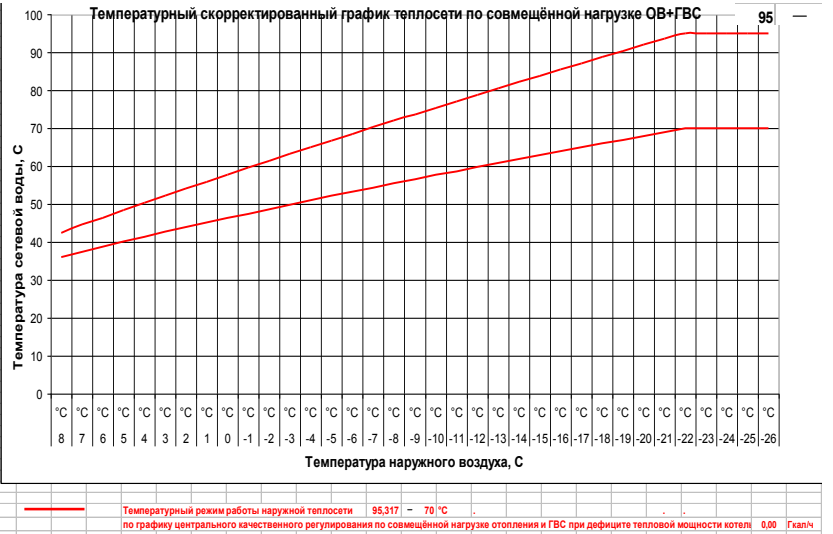
— Температурный режим работы наружной теплосети 95,317 — 70 °С
 — по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС



							0,00
Q ов max =	0,23	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С		
Q ^{гвс} max =	0,02	Гкал/час					
Q ^{гвс} ном =	0,008	Гкал/час					
К ср.час. =	2,4						
n max. гвс =	6	час/сут					
Q ов. заниж. =	5,45	Гкал/сут					
Q ов. норма. =	5,52	Гкал/сут					
Разница :	0,003	Гкал/час					
Q ов. повыш. =	0,233	Гкал/час					
Проверка :	5,52	Гкал/сут					
Дефицит	0	Гкал/сут					
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления :			9,20	м3/ч			
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :							
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 9,32 м3/ч (т.е. выше расчетного на 1,3 %). Или :							
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,32 — 70 °С							

температурный график
в условиях дефицита
мощности: **0,00 Гкал/ч**

Тн.р. =	-22 °С	Наружная теплосеть	
		Δ T =	25,32 °С
		T2 расч. =	70 °С
		+ 0	
Температура наружного воздуха (Т н.в.), °С			
		T 1	T 2
8 °С	42,4	36,1	
7 °С	44,6	37,5	
6 °С	46,4	38,8	
5 °С	48,4	40,1	
4 °С	50,3	41,4	
3 °С	52,2	42,7	
2 °С	54,1	43,9	
1 °С	55,9	45,1	
0 °С	57,8	46,3	
-1 °С	59,6	47,5	
-2 °С	61,4	48,7	
-3 °С	63,2	49,8	
-4 °С	65	51	
-5 °С	66,8	52,2	
-6 °С	68,5	53,3	
-7 °С	70,3	54,3	
-8 °С	72	55,5	
-9 °С	73,7	56,6	
-10 °С	75,4	57,7	
-11 °С	77,1	58,7	
-12 °С	78,8	59,8	
-13 °С	80,5	60,8	
-14 °С	82,2	61,9	
-15 °С	83,8	62,9	
-16 °С	85,5	63,9	
-17 °С	87,1	65	
-18 °С	88,8	66	
-19 °С	90,4	66,9	
-20 °С	92	67,9	
-21 °С	93,7	68,9	
-22 °С	95	70	
.	.	.	
.	.	.	
.	.	.	
.	.	.	
.	.	.	
.	.	.	
.	.	.	





20 Котельная № 35 Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1

$Q^{тпн} \text{ гвс.мах} =$	0,05	Гкал/час
$Q^{тпн} \text{ гвс.ном} =$	0,021	Гкал/час
К ср.час. =	2,4	
n мах. гвс =	6	час/сут
Q ов.заниж.=	4,625	Гкал/сут
Q ов.норма.=	4,8	Гкал/сут
Разница :	0,007	Гкал/час
Q ов.повыш.=	0,207	Гкал/час
Проверка :	4,8	Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. рег. = 7,99 м³/ч на нужды отопления, вентиляции при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

То же, при 2-трубной закрытой схеме теплоснабжения систем ОВ и ГВС :

G кач. рег. = 8,32 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС при температуре наруж. воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G отр. = 8,13 м³/ч на нужды отопления, вентиляции и ГВС с ограничением общего расхода греющего теплоносителя за счет снижения подачи тепла в систему ОВ в часы максимального потребления горячей воды

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня

снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети.

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 8,00 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике

качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети

при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ

на уровне 8,29 м³/ч (т.е. выше расчетного на 3,6 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой

сети | 95,91 — 70 | °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)

для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника

теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °С	наружная теплосеть	
		$\Delta T =$	25,91 °С
		T2 расч. =	70 °С
			+ 0
Температура наружного воздуха (Т н.в.), °С		95,91	— 70 °С
	T 1	T 2	
8 °С	42,6	36,1	
7 °С	44,9	37,5	
6 °С	46,6	38,8	
5 °С	48,6	40,1	
4 °С	50,5	41,4	
3 °С	52,4	42,7	
2 °С	54,3	43,9	
1 °С	56,2	45,1	
0 °С	58,1	46,3	
-1 °С	59,9	47,5	
-2 °С	61,7	48,7	
-3 °С	63,5	49,8	
-4 °С	65,3	51	
-5 °С	67,1	52,2	
-6 °С	68,9	53,3	
-7 °С	70,6	54,3	
-8 °С	72,4	55,5	
-9 °С	74,1	56,6	
-10 °С	75,9	57,7	
-11 °С	77,6	58,7	
-12 °С	79,3	59,8	
-13 °С	81	60,8	
-14 °С	82,7	61,9	
-15 °С	84,3	62,9	
-16 °С	86	63,9	
-17 °С	87,7	65	
-18 °С	89,3	66	
-19 °С	91	66,9	
-20 °С	92,6	67,9	
-21 °С	94,2	68,9	
-22 °С	95	70	



— Температурный режим работы наружной теплосети 95,911 — 70 °С
по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС



							0,00
$Q_{ov\ max}$ =	0,2	Гкал/час	95	—	70 °С	/	95 — 70 °С
$Q_{\text{цтп гвс.max}}$ =	0,05	Гкал/час					
$Q_{\text{цтп гвс.nom}}$ =	0,021	Гкал/час					
К ср.час. =	2,4						
n max. гвс =	6	час/сут					
$Q_{ov.zanij}$ =	4,625	Гкал/сут					
$Q_{ov.norma}$ =	4,8	Гкал/сут					
Разница :	0,007	Гкал/час					
$Q_{ov.povysh}$ =	0,207	Гкал/час					
Проверка :	4,8	Гкал/сут					
Дефицит	0 Гкал/сут						
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления :							8,00 м3/ч
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :							
а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 8,29 м3/ч (т.е. выше расчетного на 3,6 %). Или :							
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,91 — 70 °С							

температурный график
в условиях дефицита
мощности: **0,00 Гкал/**

Наружная теплосеть		
Тн.р. =	-22 °С	$\Delta T = 25,91$ °С
		T2 расч. = 70 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.), °С	+ 0	
	95,91	— 70 °С
8 °С	42,6	36,1
7 °С	44,9	37,5
6 °С	46,6	38,8
5 °С	48,6	40,1
4 °С	50,5	41,4
3 °С	52,4	42,7
2 °С	54,3	43,9
1 °С	56,2	45,1
0 °С	58,1	46,3
-1 °С	59,9	47,5
-2 °С	61,7	48,7
-3 °С	63,5	49,8
-4 °С	65,3	51
-5 °С	67,1	52,2
-6 °С	68,9	53,3
-7 °С	70,6	54,3
-8 °С	72,4	55,5
-9 °С	74,1	56,6
-10 °С	75,9	57,7
-11 °С	77,6	58,7
-12 °С	79,3	59,8
-13 °С	81	60,8
-14 °С	82,7	61,9
-15 °С	84,3	62,9
-16 °С	86	63,9
-17 °С	87,7	65
-18 °С	89,3	66
-19 °С	91	66,9
-20 °С	92,6	67,9
-21 °С	94,2	68,9
-22 °С	95	70
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.



— Температурный режим работы наружной теплосети 95,911 — 70 °С по графику центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и ГВС при дефиците тепловой мощности котельи 0,00 Гкал/ч



з) Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

Принятый качественный режим регулирования отпуска тепла отопительной нагрузки заключается в изменении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха, и при этом гидравлический режим работы системы теплоснабжения остается неизменным, т.е. он не должен претерпевать изменений в течение всего отопительного периода. Правилами технической эксплуатации тепловых электрических станций и тепловых сетей предусматривается ежегодная разработка гидравлических режимов тепловых сетей для отопительного и летнего периодов, а также разработка гидравлических режимов системы теплоснабжения на ближайшие 3-5 лет.

В процессе выполнения программы реконструкции тепловых сетей, а также теплосилового хозяйства, имея целью создание "идеальной тепловой сети" гидравлические режимы тепловой сети неизбежно подвергнутся корректировке.

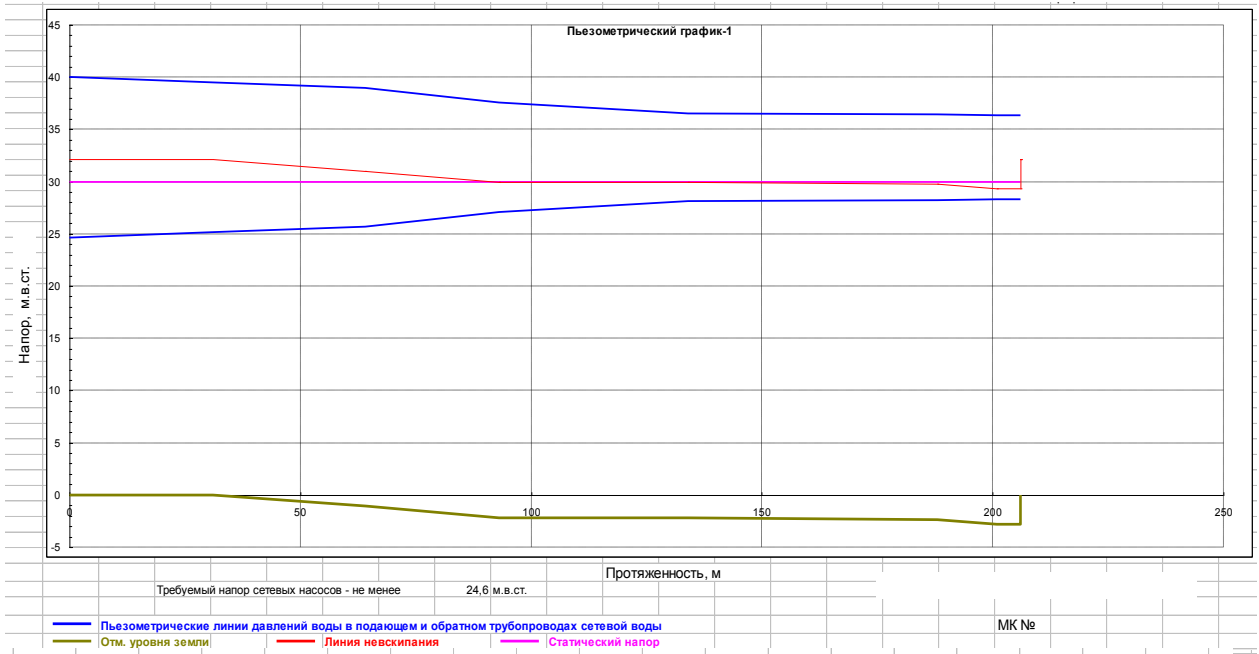
При массовом внедрении ИТП у потребителей тепловой энергии, трубопроводы ГВС от источников тепловой энергии ликвидируются.

Регулирование потребления тепловой энергии должно производиться в ИТП, снабженных самым современным оборудованием. Это позволяет выдерживать расчётные расходы сетевой воды всей системы.

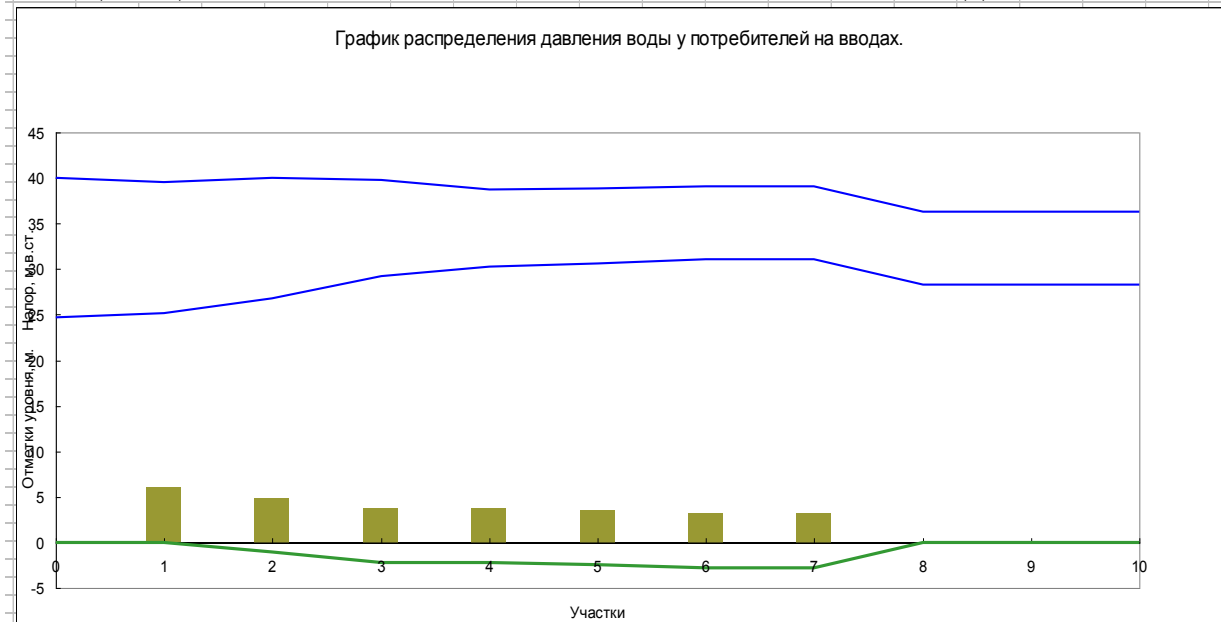


1 Котельная № 1 Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 1		
(сущ. + перспект. абоненты)		
Температурный график	105	70 °С



К э = 1 мм
 Гидравлический расчет теплосети котельной № 1 график 2 Пьезо-1



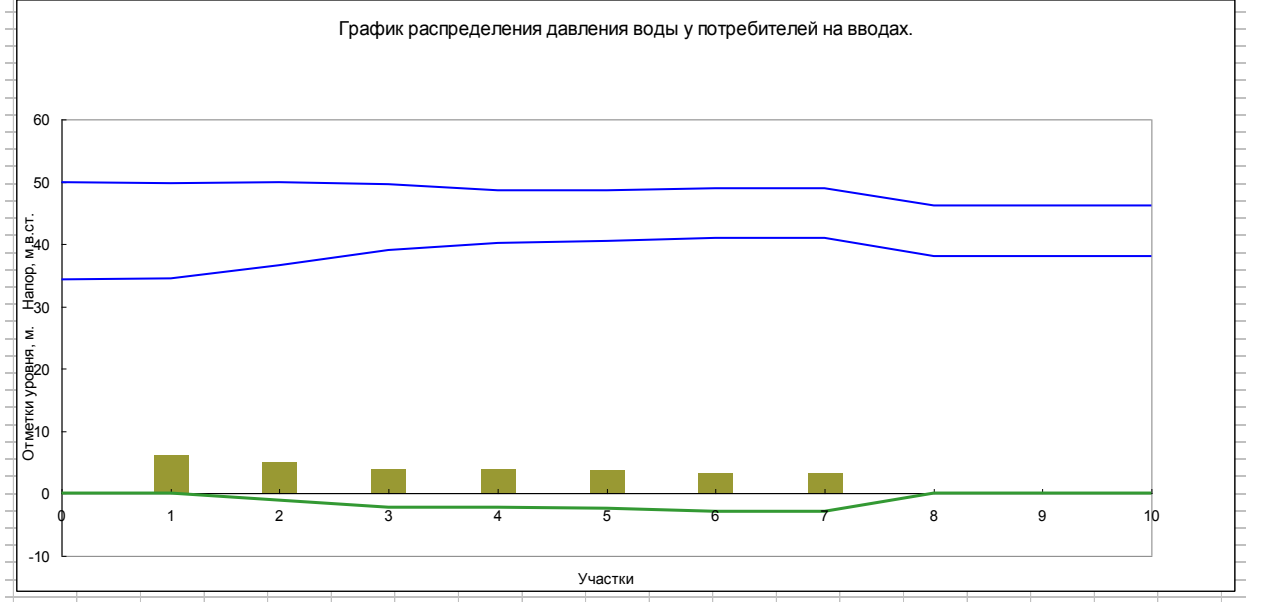
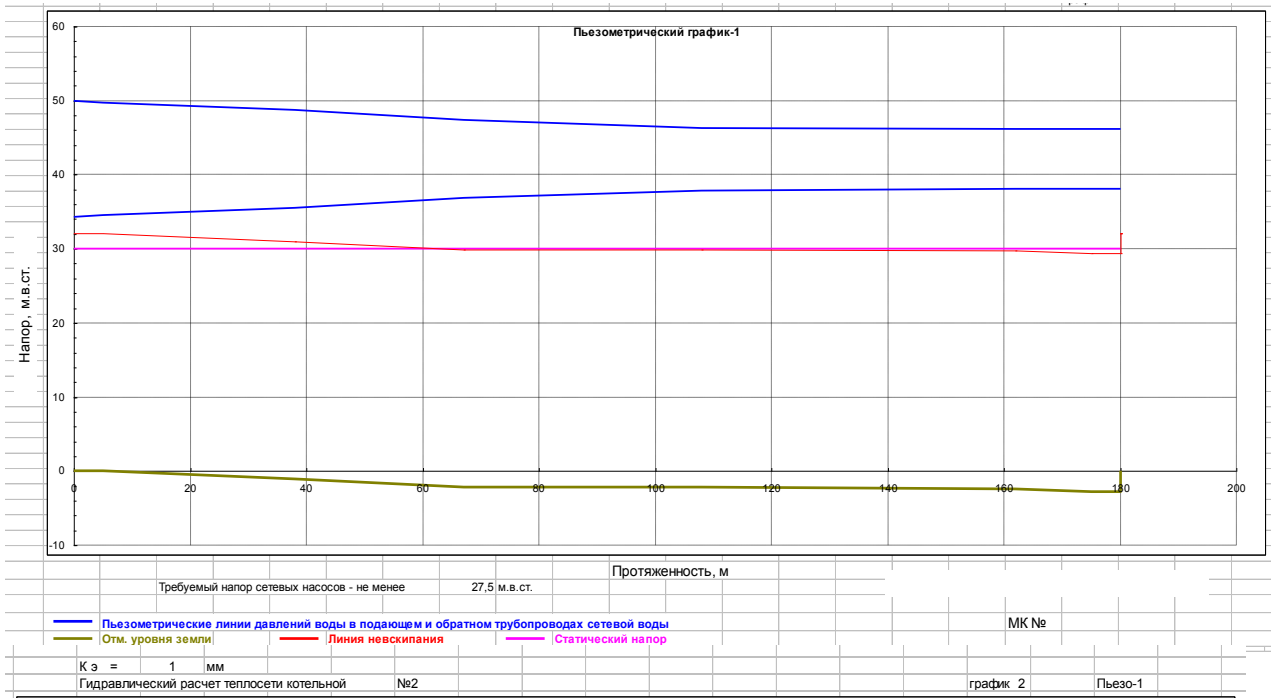
Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :

Номер точки	0	1	2	3	4	5	6	7												
T1, м.в.ст.	40,0	39,5	38,9	37,6	36,5	36,4	36,3	36,3												
T2, м.в.ст.	24,6	25,1	25,7	27,0	28,1	28,2	28,3	28,3												
Rл, кгс/м2/м	9,43	9,43	6,94	24,26	15,54	1,51	1,98	0,00	0,00											



2 Котельная №2 Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1

Гидравлический расчет теплосети котельной №2	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	105 — 70 °С

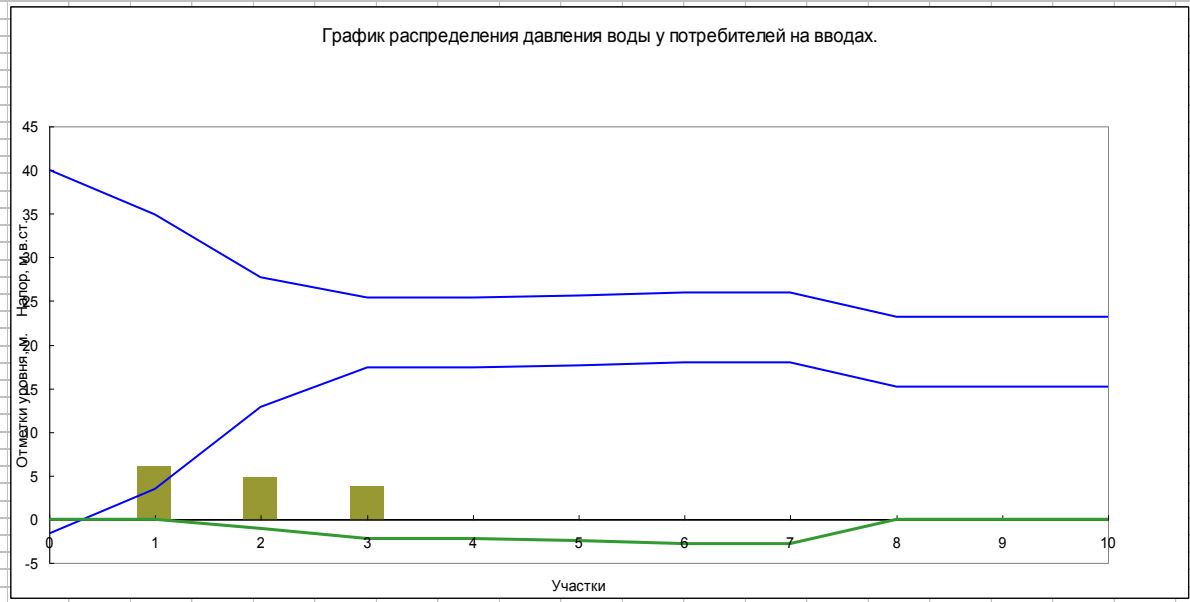
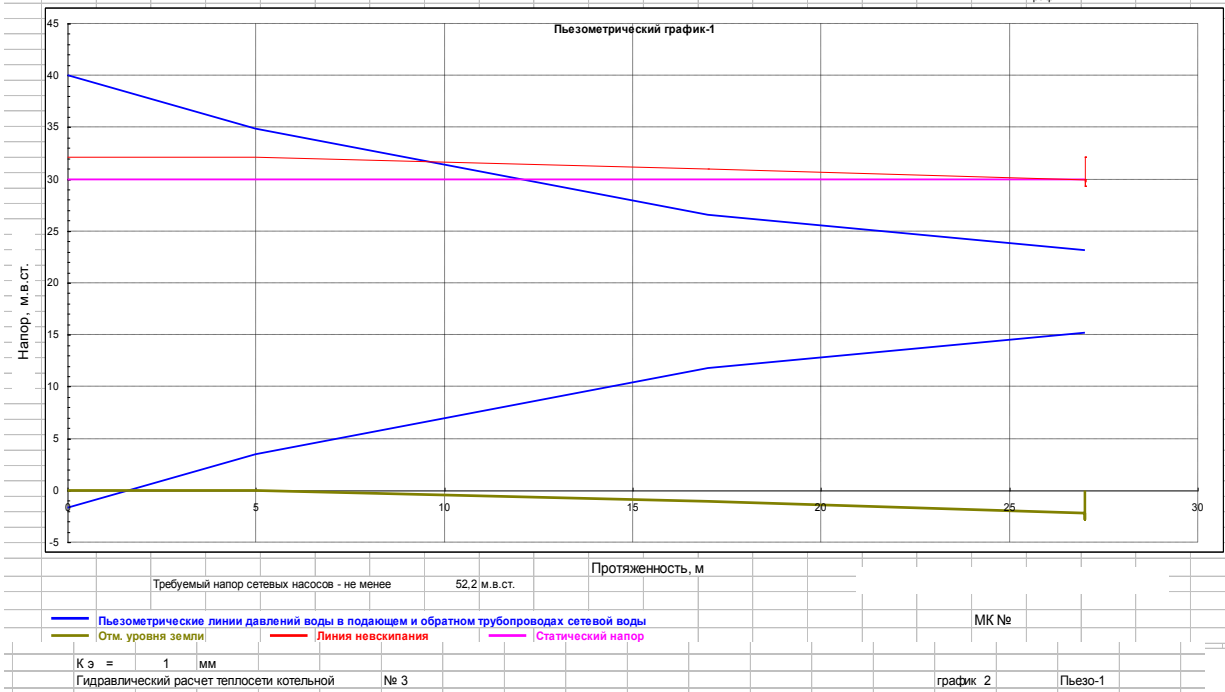


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :										
Номер точки	0	1	2	3	4	5	6	7	.	.
T1, м.в.ст.	50,0	49,7	48,8	47,4	46,4	46,2	46,1	46,1	.	.
T2, м.в.ст.	34,3	34,5	35,5	36,9	37,9	38,0	38,1	38,1	.	.
Rл, кгс/м2/м	8,02	8,02	12,33	24,26	15,54	1,51	1,98	0,00	0,00	.



3 Котельная № 3 Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 3		
(сущ. + перспект. абоненты)		
Температурный график	105	70 °С

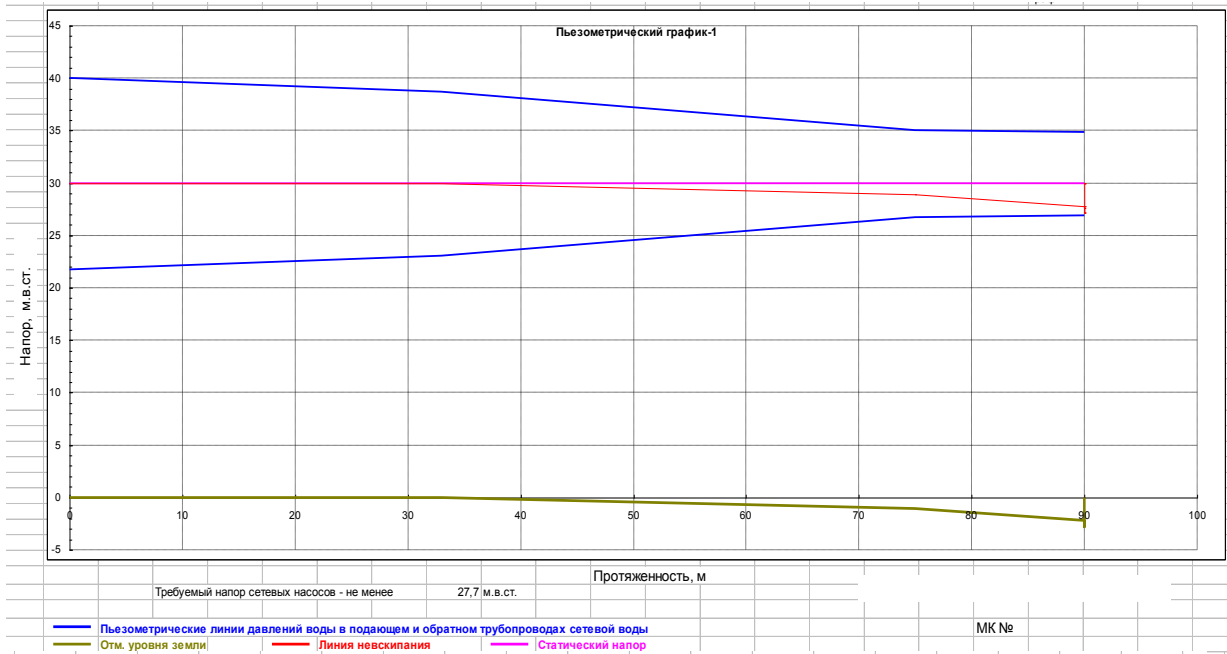


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети:									
Номер точки	0	1	2	3					
T1, м.в.ст.	40,0	34,9	26,6	23,2					
T2, м.в.ст.	-1,7	3,5	11,7	15,2					
Rл, кгс/м2/м	387,51	387,51	284,93	126,57	0,00				

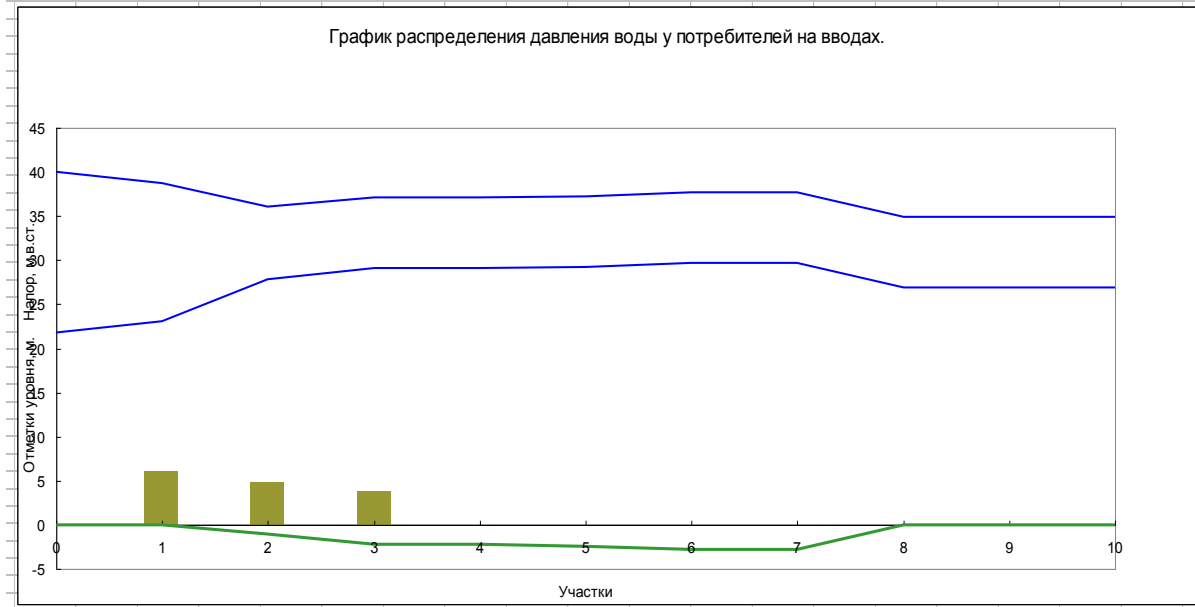


4 Котельная № 4 Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 4		
(сущ + перспект. абоненты)		
Температурный график	95	— 70 °С



Кэ = 1 мм	Гидравлический расчет теплосети котельной № 4	график 2	Пьезо-1
-----------	---	----------	---------

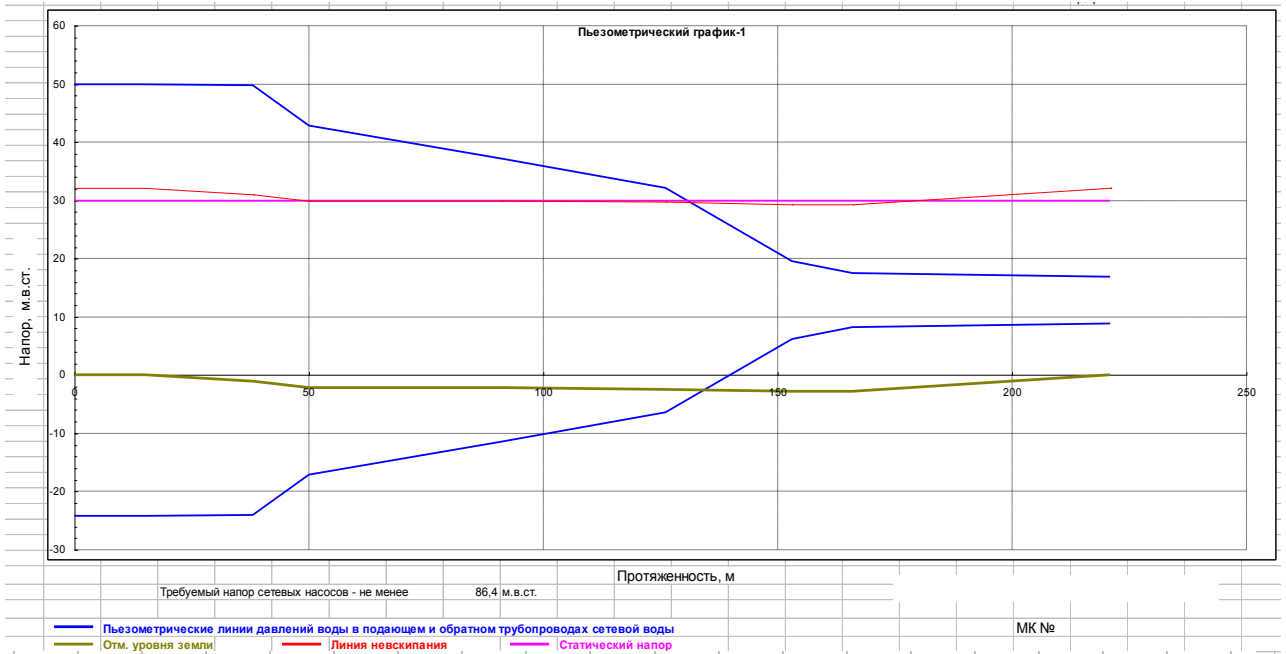


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :										
Номер точки	0	1	2	3
T1, м.в.ст.	40,0	38,7	35,0	34,9
T2, м.в.ст.	21,7	23,1	26,7	26,9
Rл кгс/м2/м	28,55	28,55	62,00	3,87	0,00



5 Котельная № 5 Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 5		
(сущ. + перспект. абоненты)		
Температурный график	105	— 70 °С

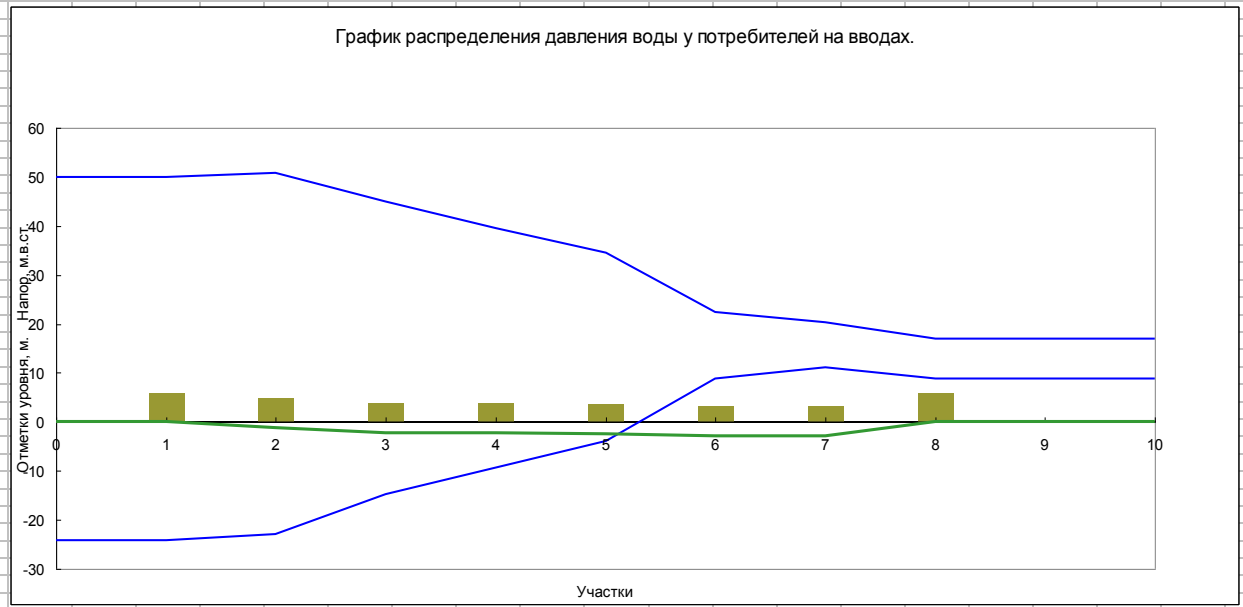


К э = 1 мм

Гидравлический расчет теплосети котельной № 5

график 2

Пьезо-1



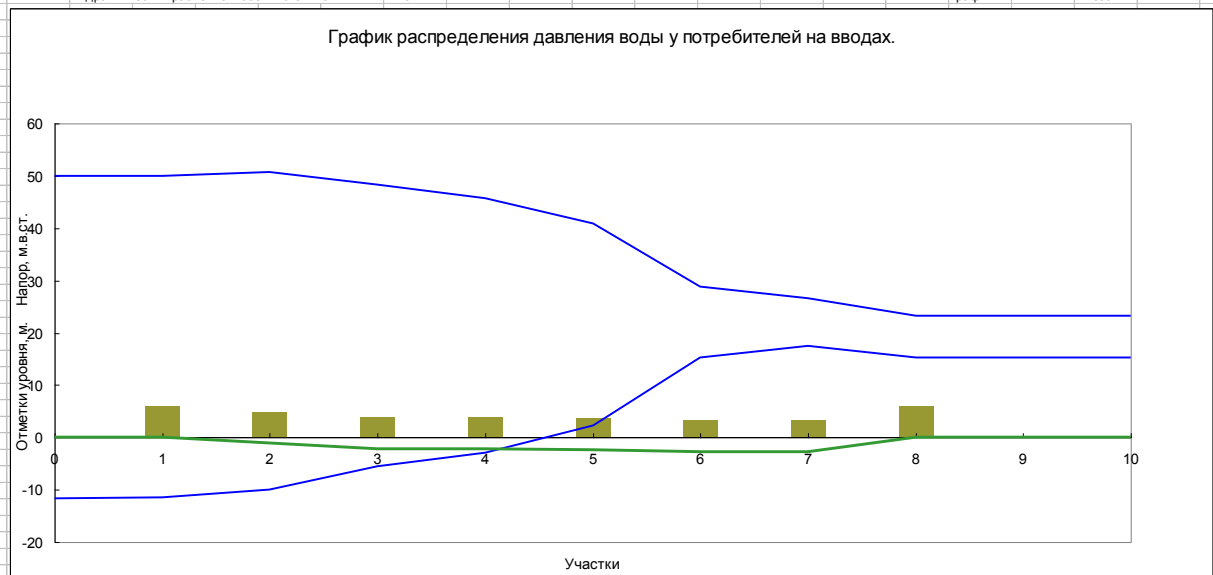
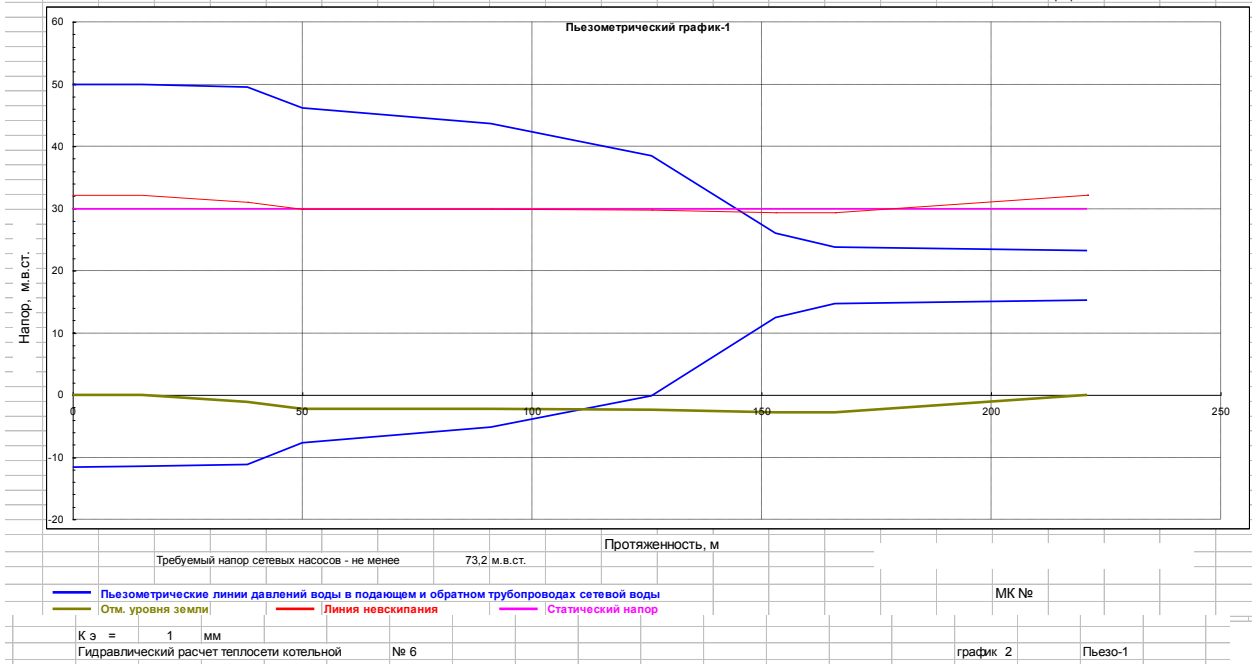
Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :

Номер точки	0	1	2	3	4	5	6	7	8
T 1, м.в.ст.	50,0	49,9	49,8	42,8	37,2	32,2	19,6	17,5	16,9
T 2, м.в.ст.	-24,2	-24,1	-24,0	-17,0	-11,5	-6,4	6,1	8,3	8,9
Rп, кгс/м2/м	0,98	0,98	0,87	183,45	83,08	83,08	284,93	71,32	7,92	0,00



6 Котельная № 6 Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 6	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	105 — 70 °С

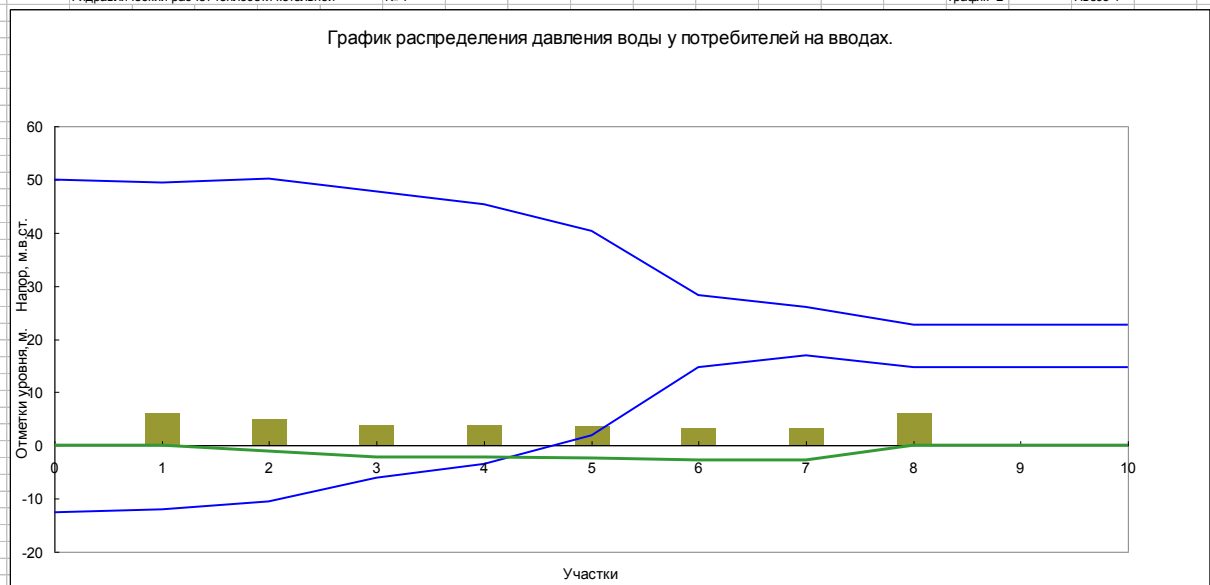
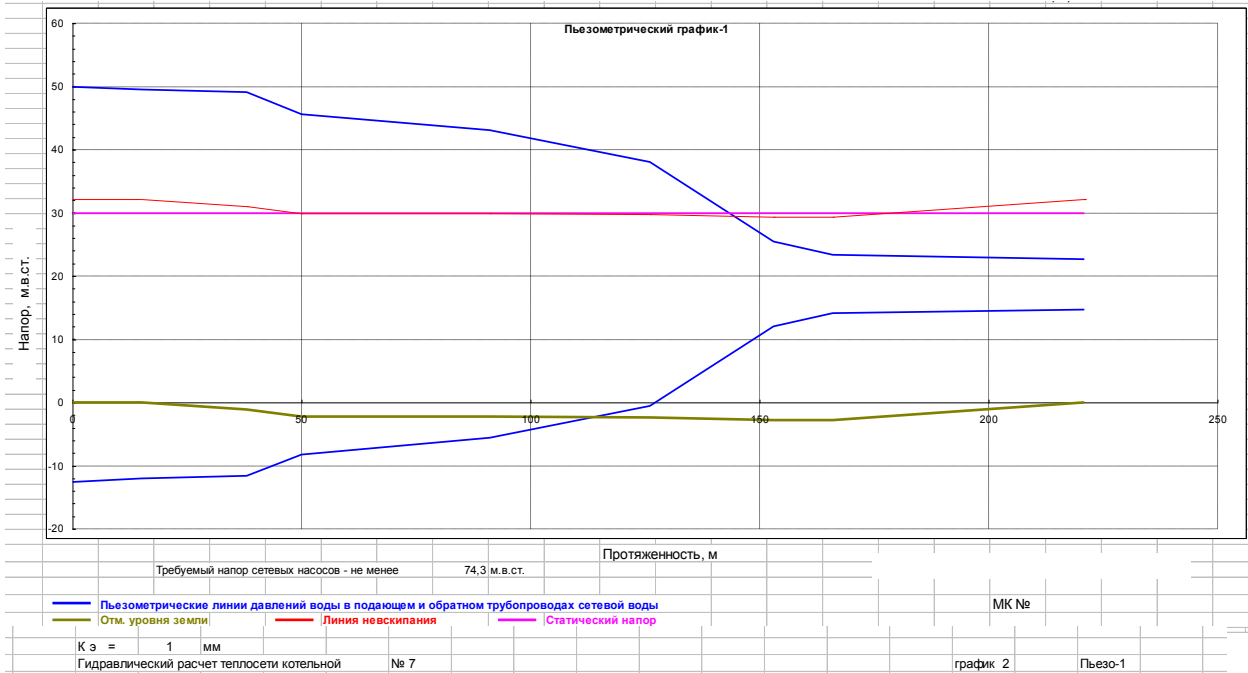


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :												
Номер точки	0	1	2	3	4	5	6	7	8			
T 1, м.в.ст.	50,0	50,0	49,6	46,1	43,6	38,5	26,0	23,8	23,2			
T 2, м.в.ст.	-11,6	-11,5	-11,1	-7,7	-5,1	-0,1	12,5	14,6	15,2			
Rл, кгс/м2м	0,30	0,30	4,05	76,81	34,78	83,08	284,93	71,32	7,92	0,00		



7 Котельная № 7 Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 7	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	105 — 70 °С

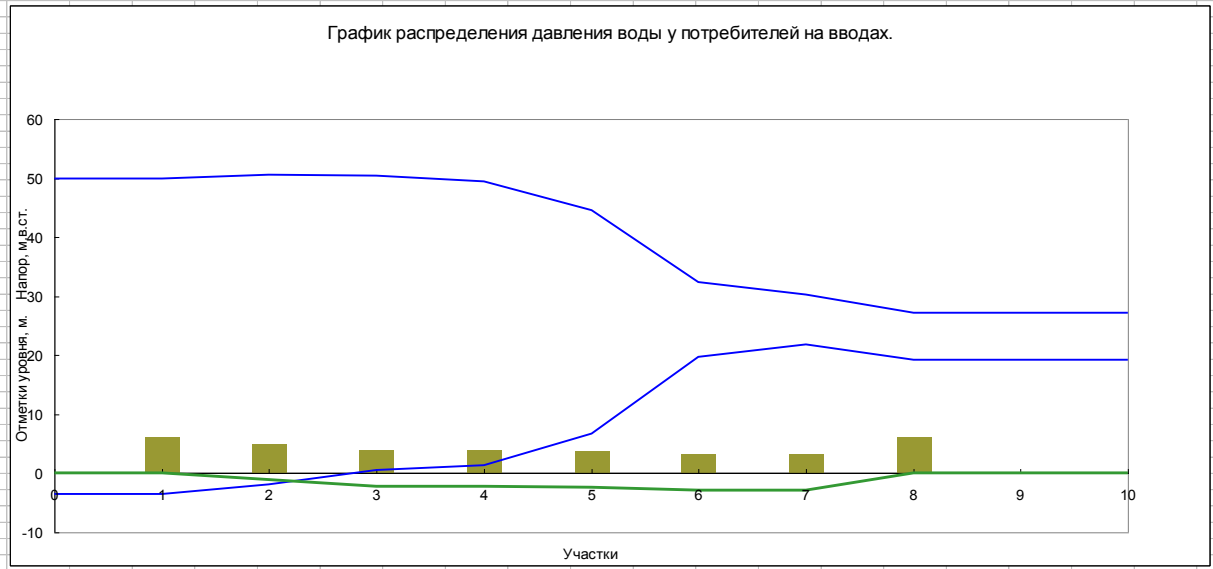
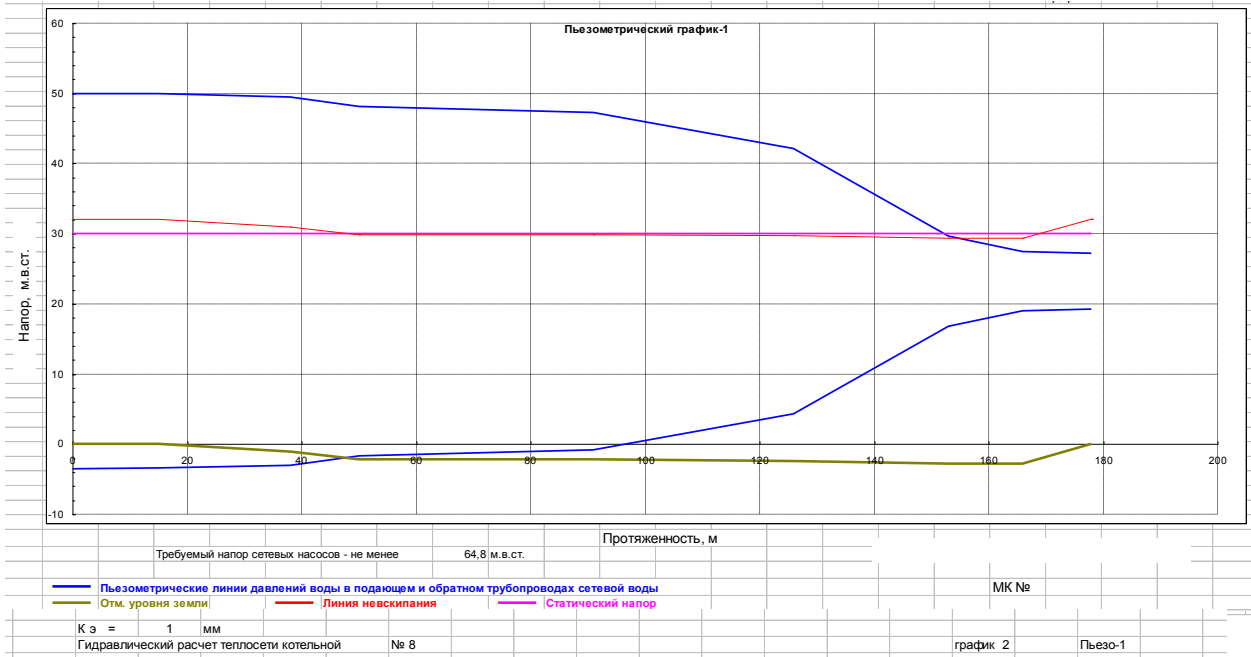


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :												
Номер точки	0	1	2	3	4	5	6	7	8			
T 1, м.в.ст.	50,0	49,5	49,0	45,6	43,1	38,0	25,5	23,3	22,7			
T 2, м.в.ст.	-12,6	-12,1	-11,6	-8,2	-5,7	-0,6	12,0	14,1	14,7			
Rл, кгс/м2/м	9,79	9,79	4,35	76,61	34,78	83,08	284,93	71,32	7,92	0,00		



8 Котельная № 8 Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 8	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	105 — 70 °С

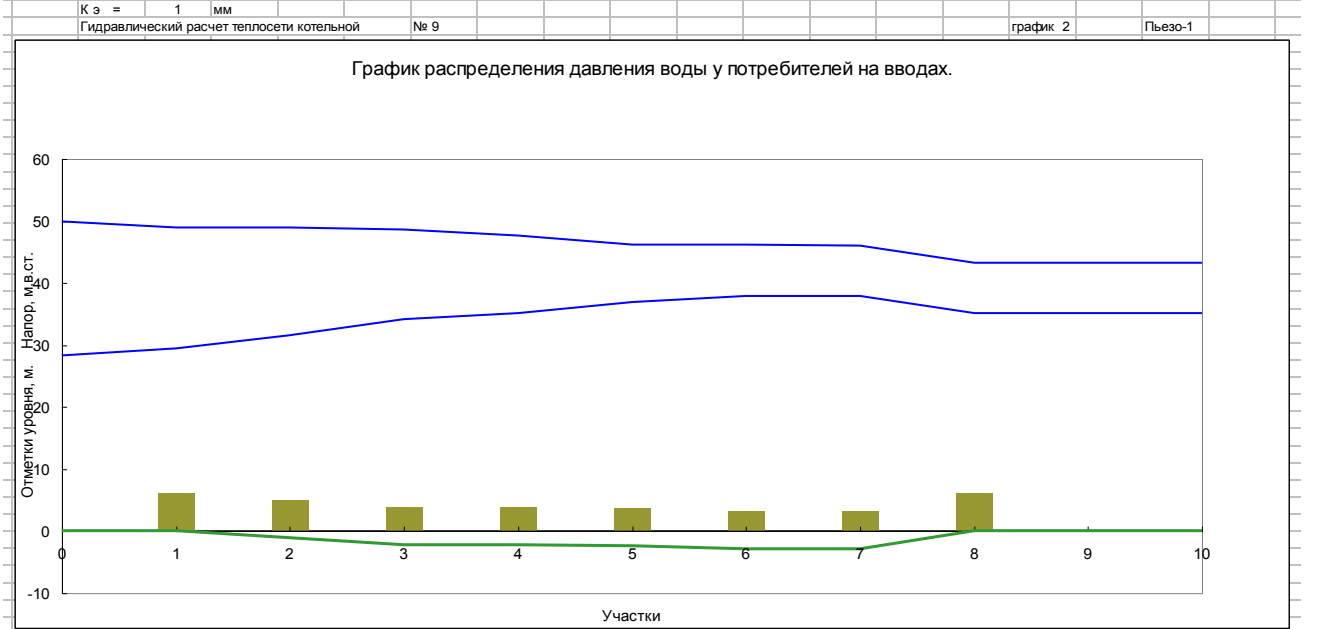
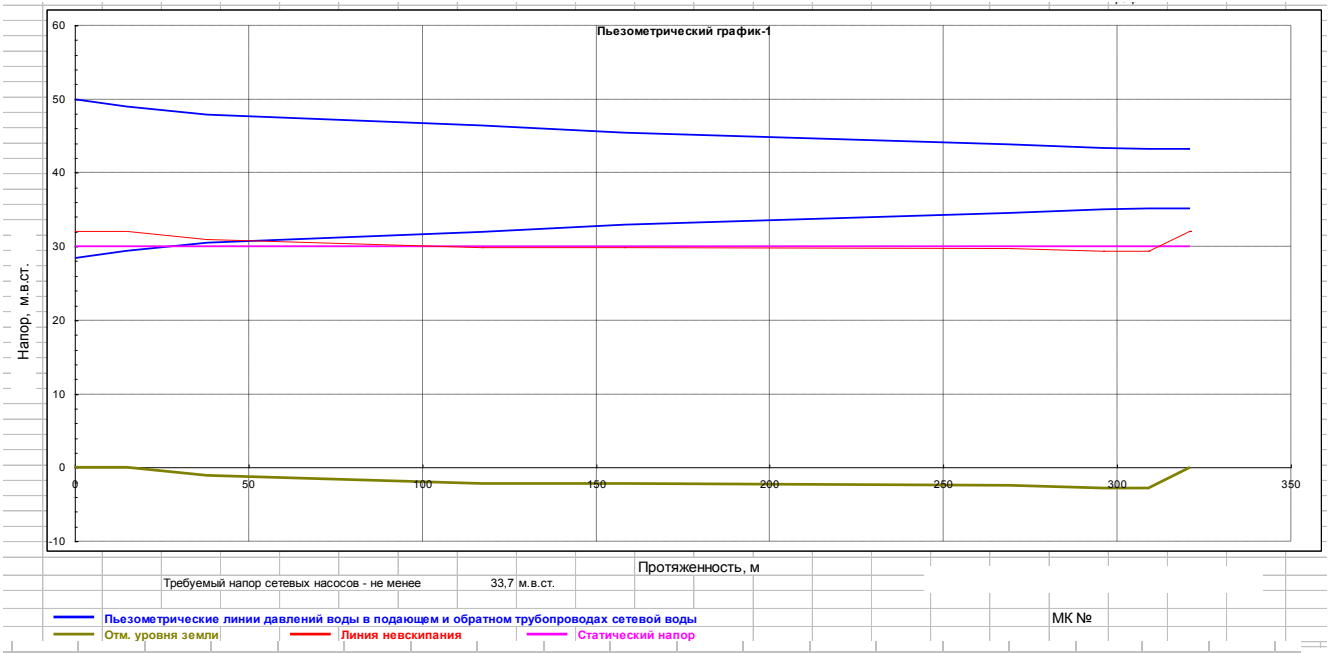


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :										
Номер точки	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
T 1, м.в.ст.	50,0	49,9	49,5	48,2	47,3	42,2	29,6	27,5	27,2	
T 2, м.в.ст.	-3,5	-3,4	-3,0	-1,7	-0,8	4,3	16,8	19,0	19,2	
Rл, кгс/м ² /м	0,65	0,65	4,35	23,31	10,55	83,08	284,93	71,32	7,92	0,00



9 Котельная № 9 Павловское СП ст Павловская улл Советская 54

Гидравлический расчет теплосети котельной № 9	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	105 — 70 °С

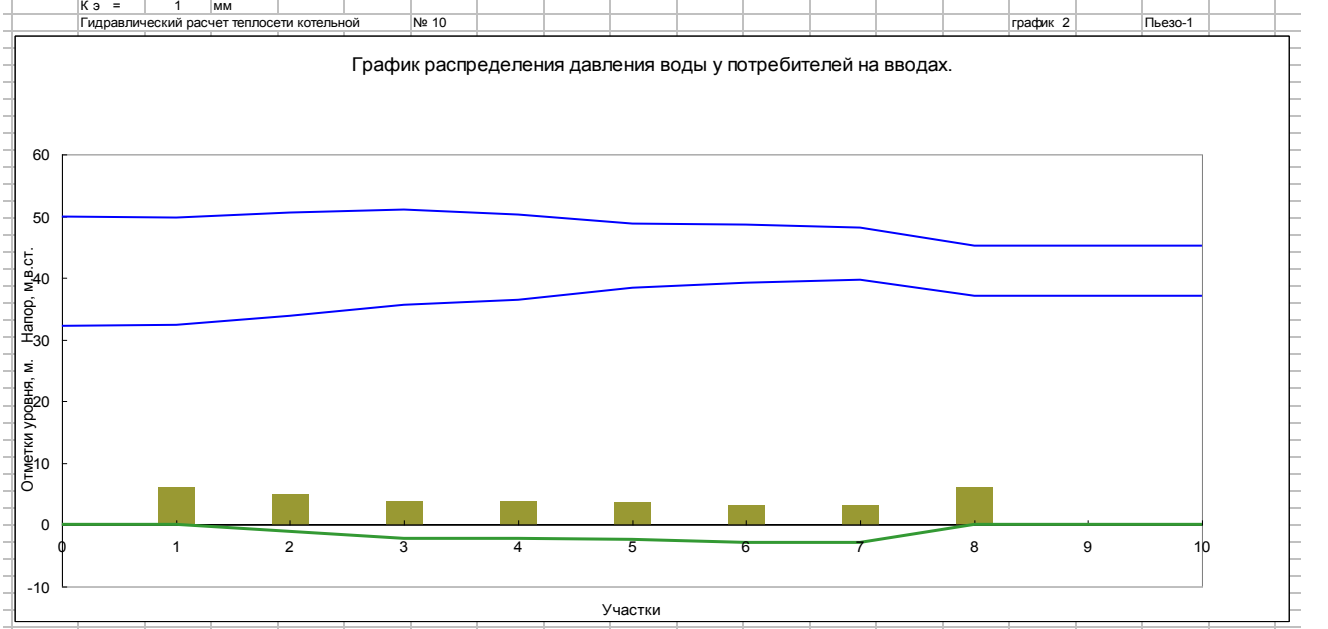
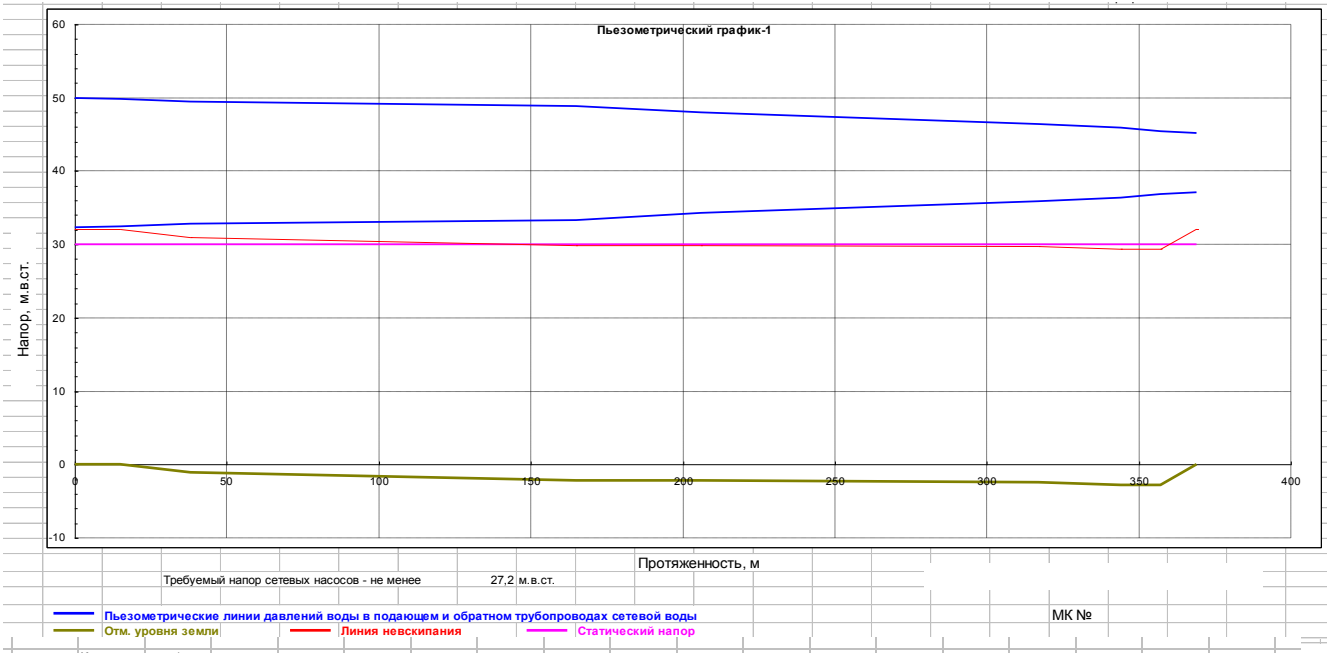


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :												
Номер точки	0	1	2	3	4	5	6	7	8	.	.	.
T 1, м.в.ст.	50,0	49,0	47,9	46,4	45,5	43,8	43,3	43,2	43,2	.	.	.
T 2, м.в.ст.	28,4	29,4	30,5	32,0	32,9	34,6	35,1	35,2	35,2	.	.	.
Rп, кгс/м2/м	27,74	27,74	15,61	12,64	10,55	10,55	6,94	1,73	0,19	0,00	.	.



10 Котельная № 10 Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 10	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	105 — 70 °С

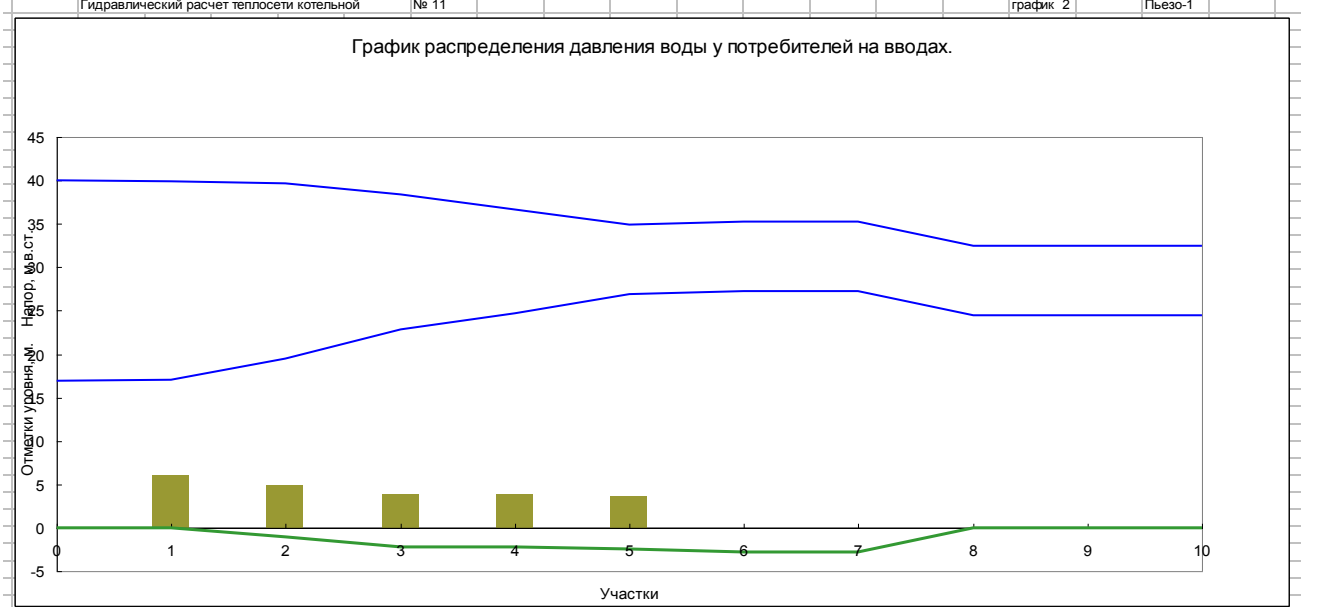
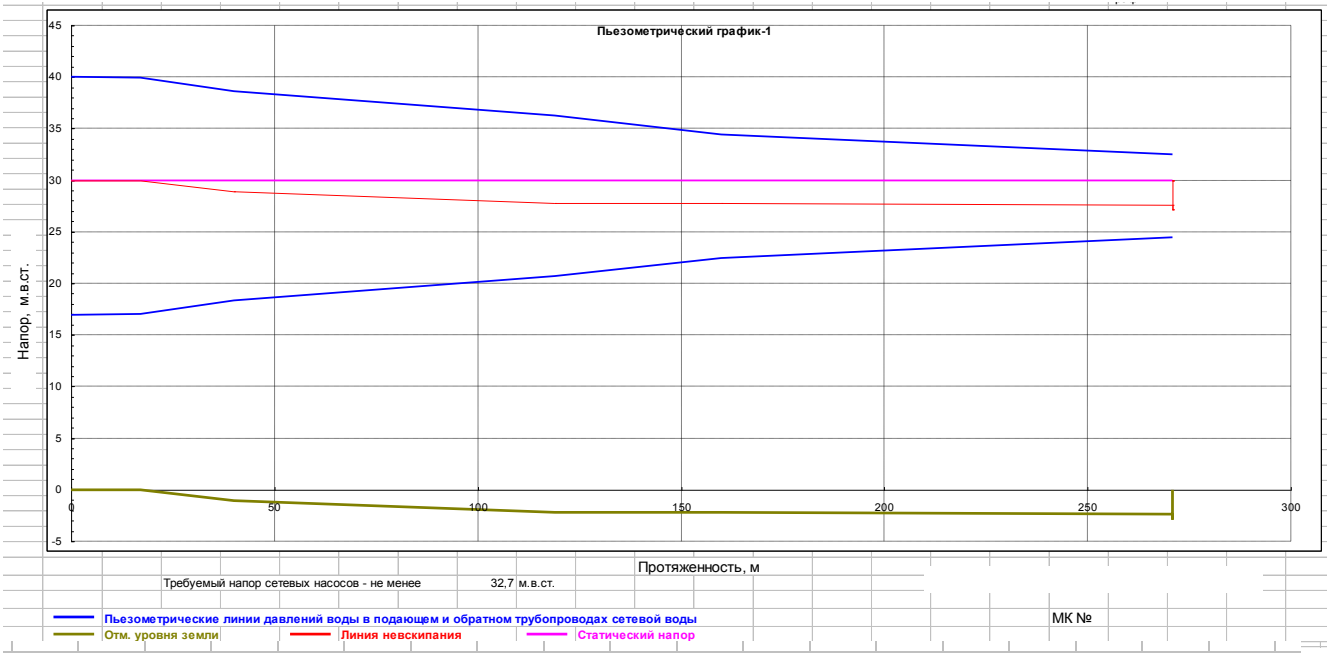


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :										
Номер точки	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
T 1, м.в.ст.	50,0	49,8	49,5	48,9	48,0	46,4	45,9	45,4	45,1	
T 2, м.в.ст.	32,3	32,5	32,8	33,4	34,3	35,9	36,4	36,9	37,1	
Rл, кгс/м2/м	1,93	1,93	3,75	2,68	10,55	10,55	6,94	11,70	7,92	0,00



11 Котельная № 11 Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 11	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С

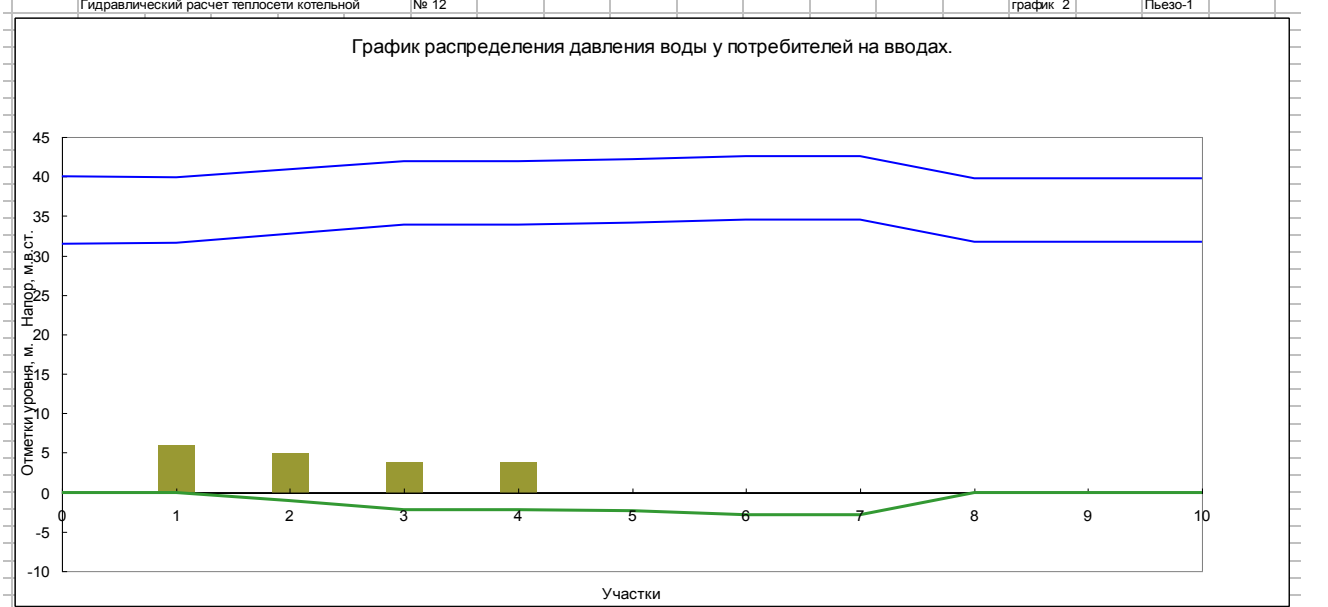
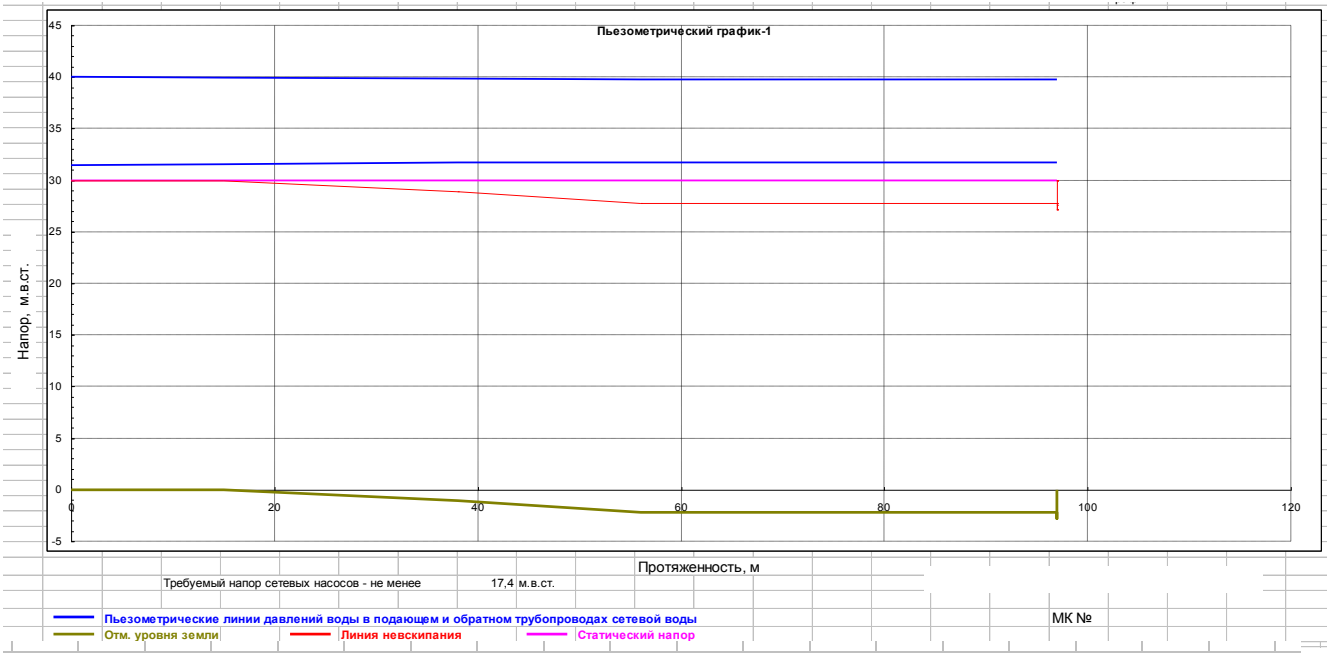


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :										
Номер точки	0	1	2	3	4	5				
T 1, м.в.ст.	40,0	39,9	38,6	36,2	34,5	32,5				
T 2, м.в.ст.	16,9	17,0	18,4	20,7	22,5	24,5				
Rп, кгс/м2/м	1,27	1,27	24,09	20,91	26,04	15,50	0,00			



12 Котельная № 12 Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 12	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С

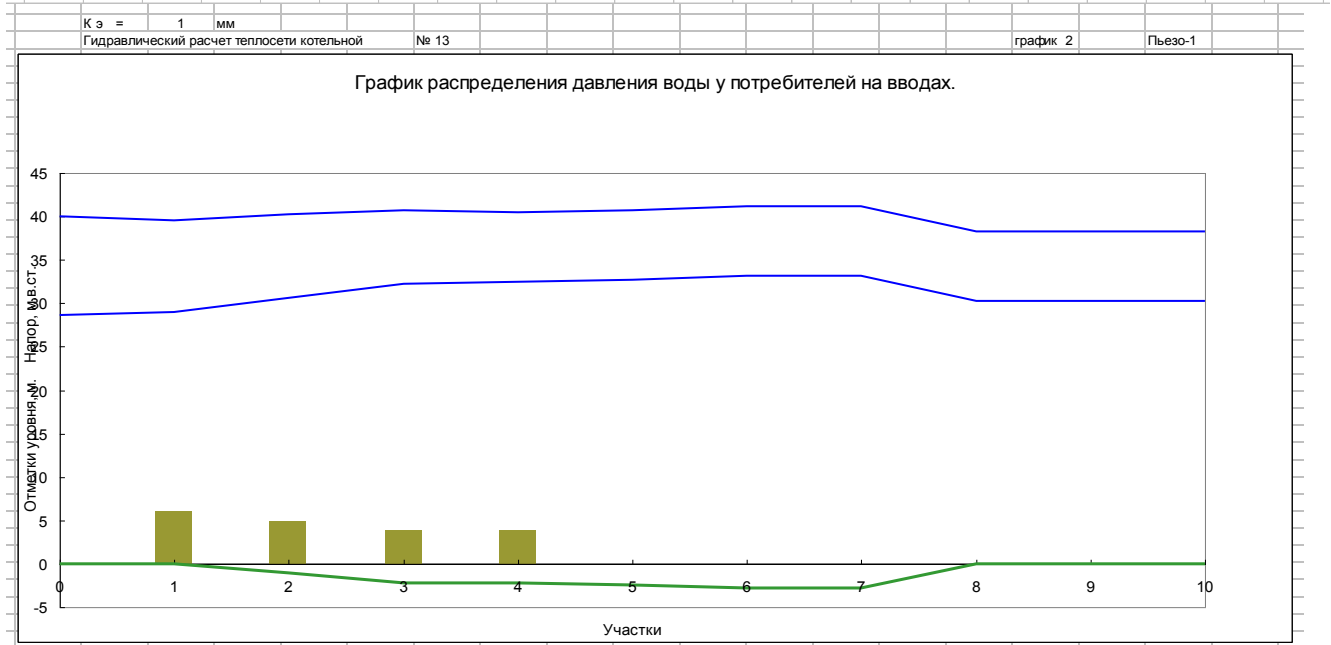
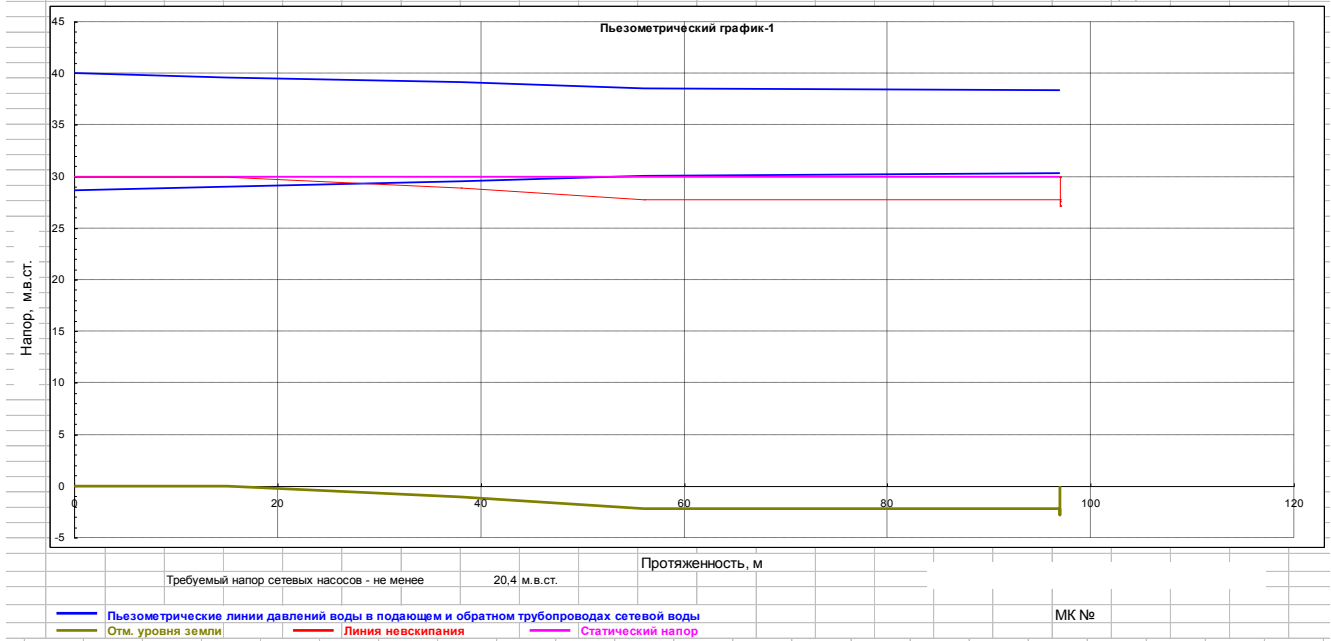


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :											
Номер точки	0	1	2	3	4
T 1, м.в.ст.	40,0	39,9	39,8	39,8	39,7
T 2, м.в.ст.	31,5	31,6	31,7	31,7	31,7
Rп, кгс/м2/м	1,82	1,82	1,22	0,37	0,09	0,00



13 Котельная № 13 Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 13	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С

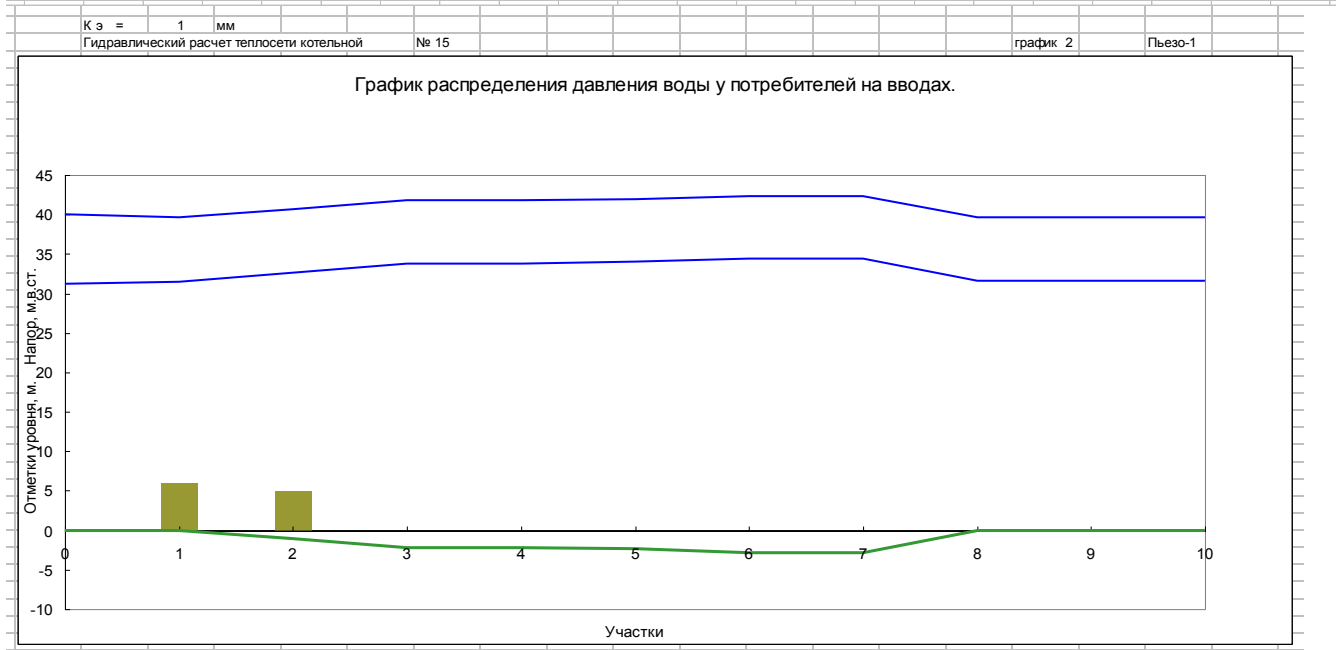
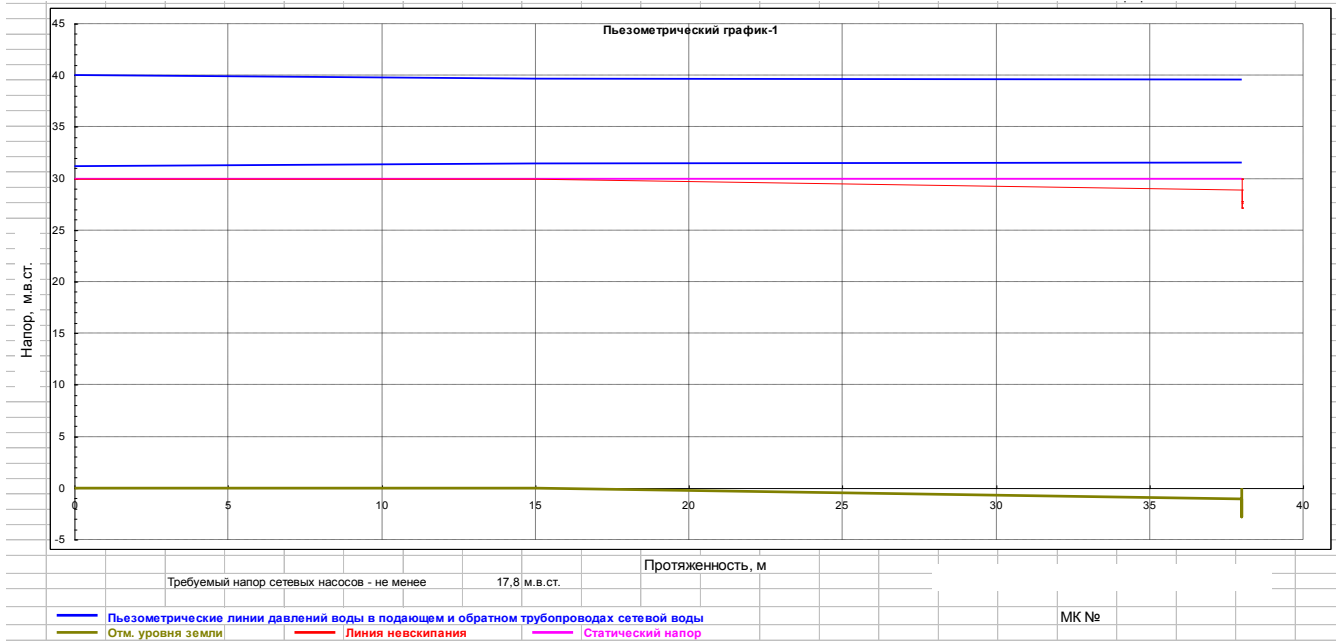


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :										
Номер точки	0	1	2	3	4
T 1, м.в.ст.	40,0	39,6	39,1	38,6	38,3
T 2, м.в.ст.	28,6	29,0	29,5	30,1	30,3
Rп, кгс/м2/м	14,38	14,38	9,63	15,50	3,87	0,00



14 Котельная № 15 Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 15	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С

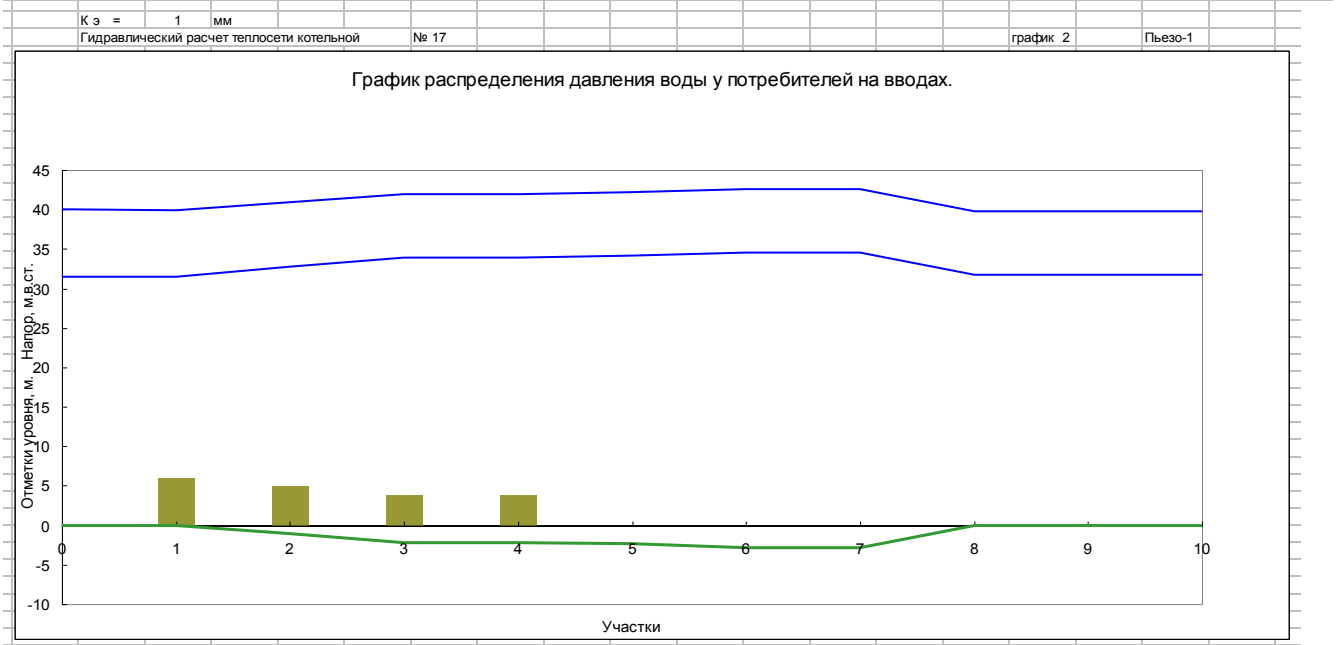
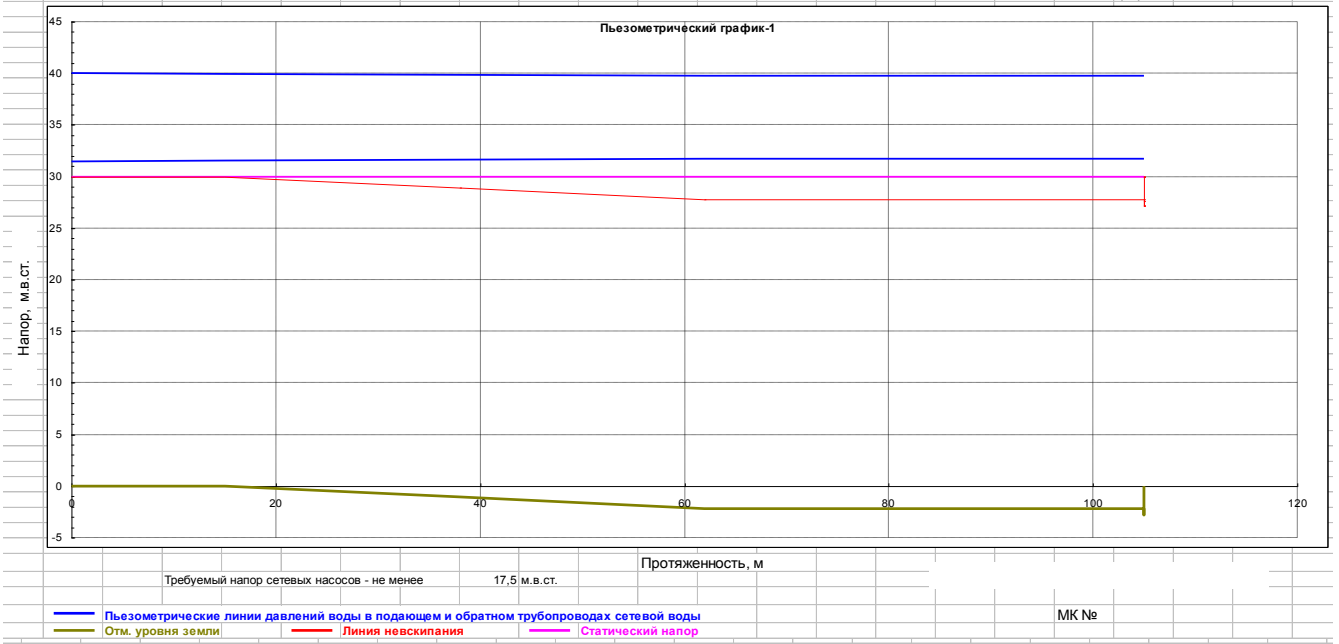


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :									
Номер точки	0	1	2
T 1, м.в.ст.	40,0	39,7	39,6
T 2, м.в.ст.	31,2	31,5	31,6
Rп, кгс/м2/м	12,55	12,55	2,48	0,00



15 Котельная № 17 Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54

Гидравлический расчет теплосети котельной № 17	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С

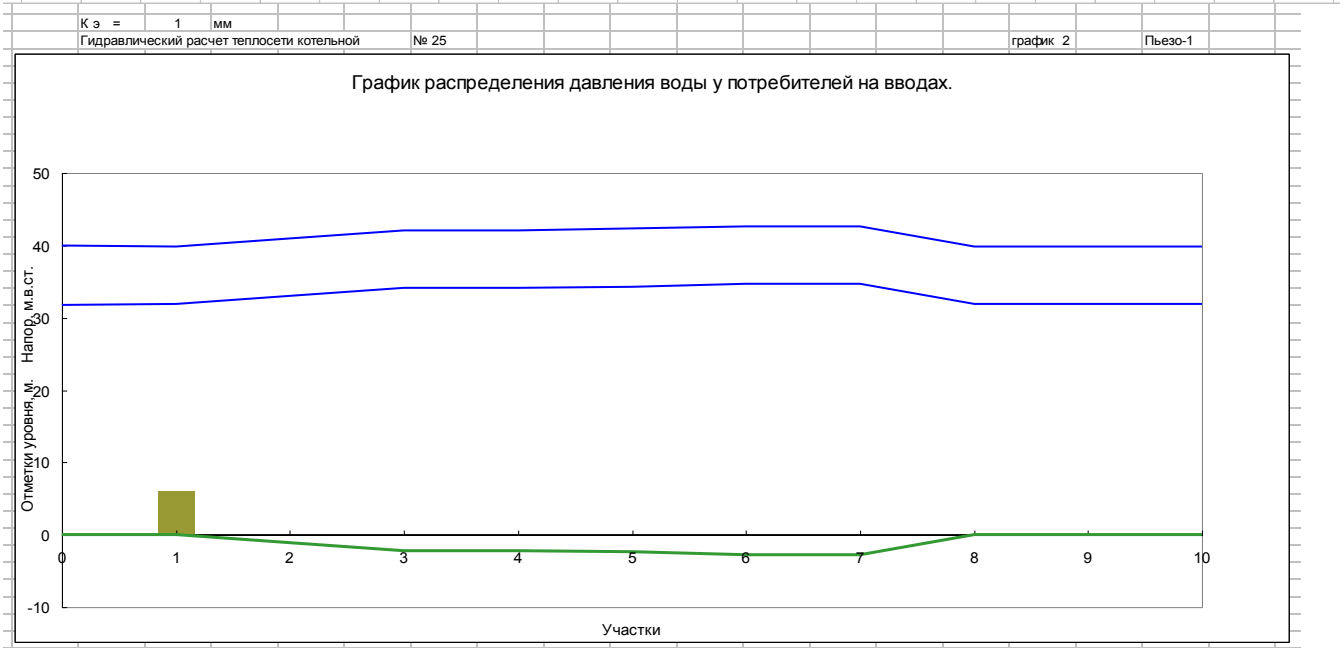
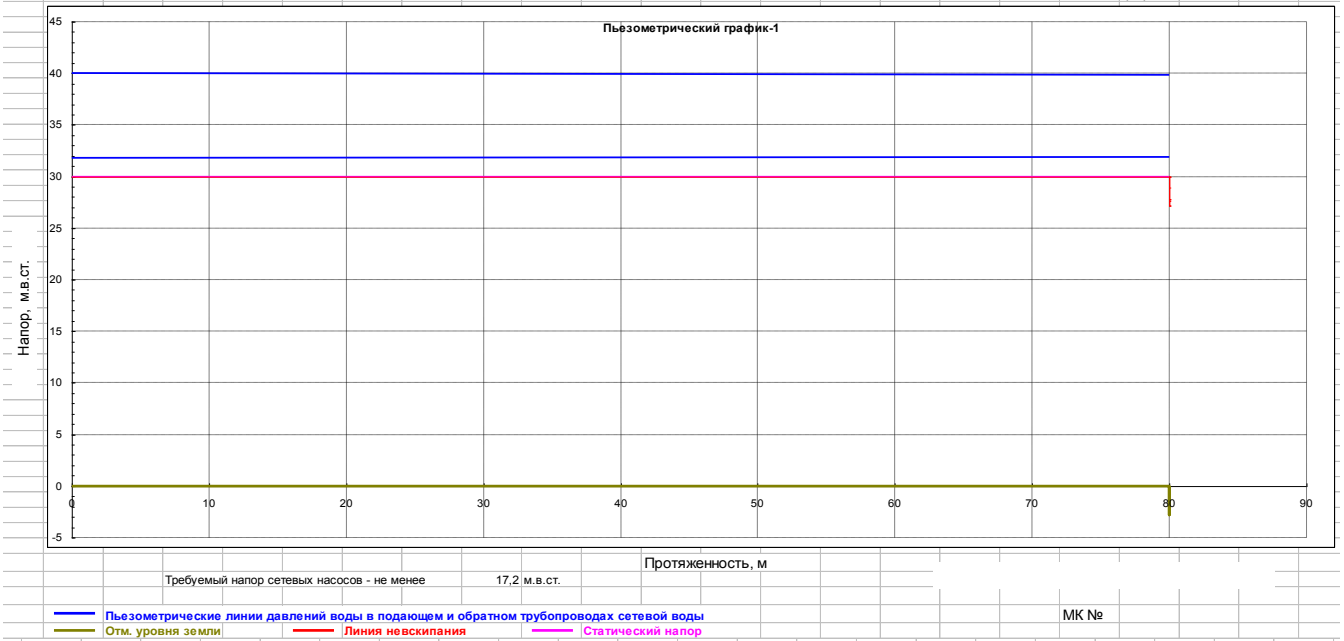


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :										
Номер точки	0	1	2	3	4
T 1, м.в.ст.	40,0	40,0	39,8	39,8	39,7
T 2, м.в.ст.	31,5	31,5	31,7	31,7	31,7
Rп, кгс/м2/м	1,09	1,09	2,97	0,74	0,15	0,00



16 Котельная № 25 Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 25	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С

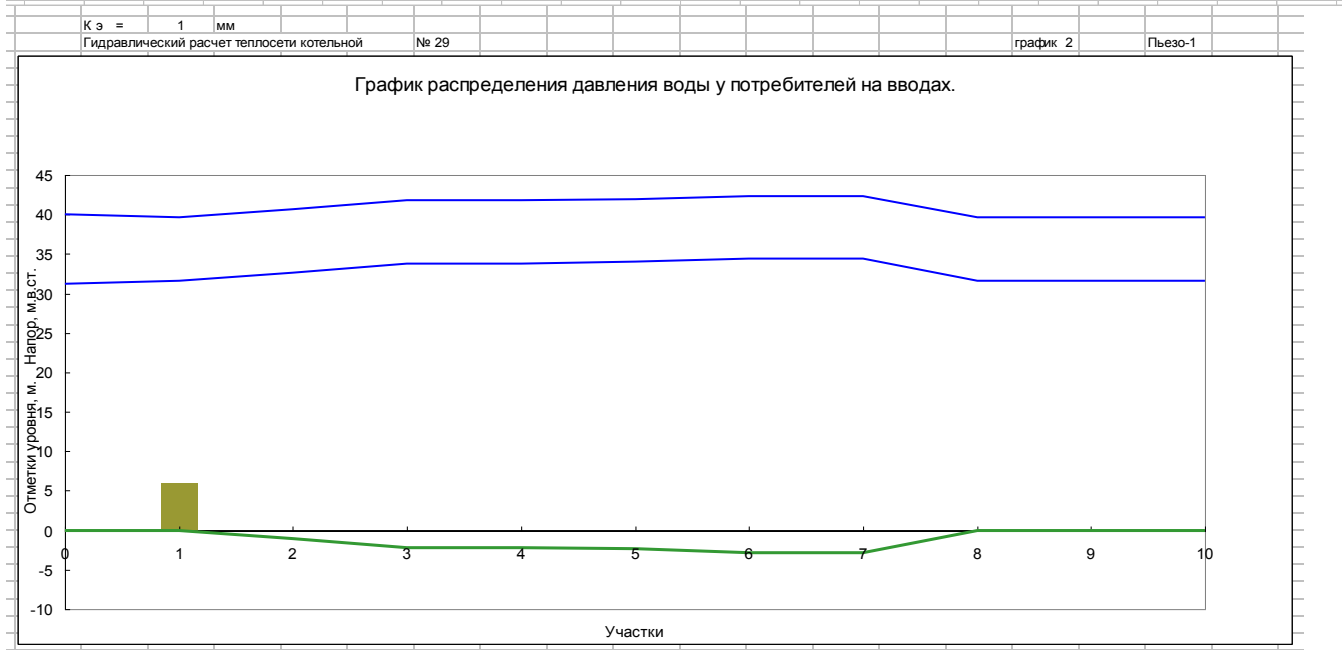
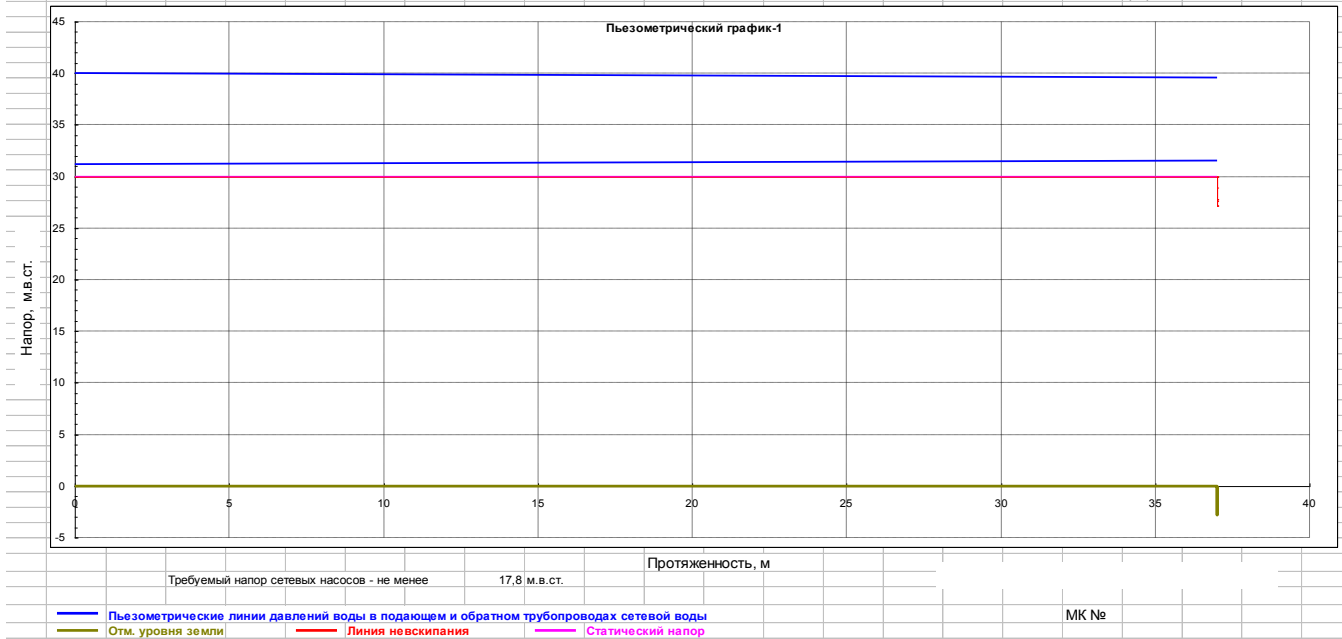


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :									
Номер точки	0	1							
T 1, м.в.ст.	40,0	39,9							
T 2, м.в.ст.	31,8	31,9							
Rп, кгс/м2/м	0,96	0,96	0,00						



17 Котельная № 29 Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3

Гидравлический расчет теплосети котельной № 29	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С

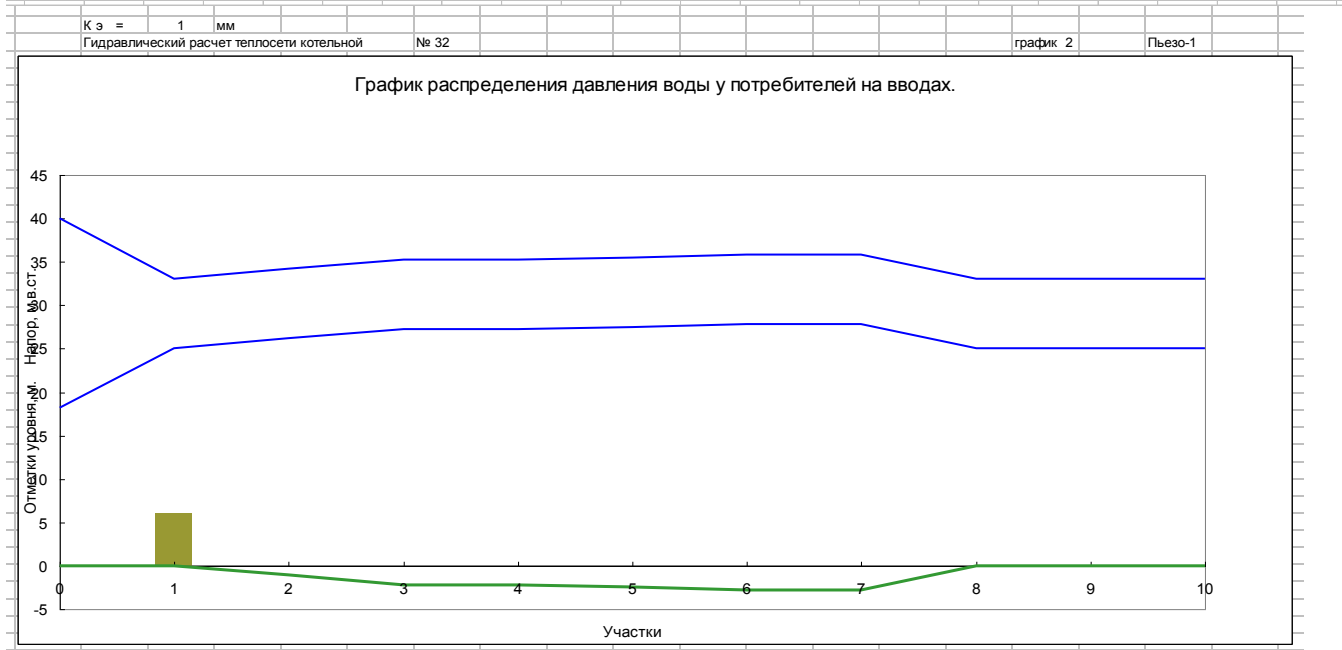
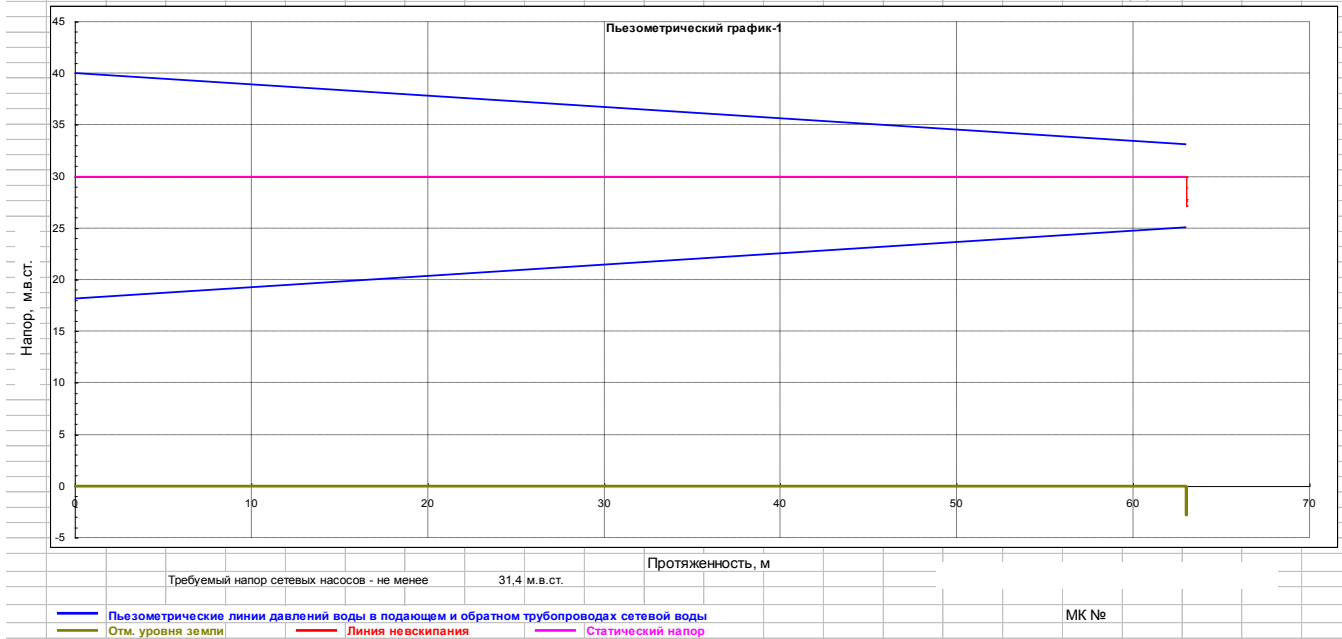


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :									
Номер точки	0	1
T 1, м.в.ст.	40,0	39,6
T 2, м.в.ст.	31,2	31,6
Rп, кгс/м2/м	7,77	7,77	0,00



18 Котельная № 32 Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 32	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С

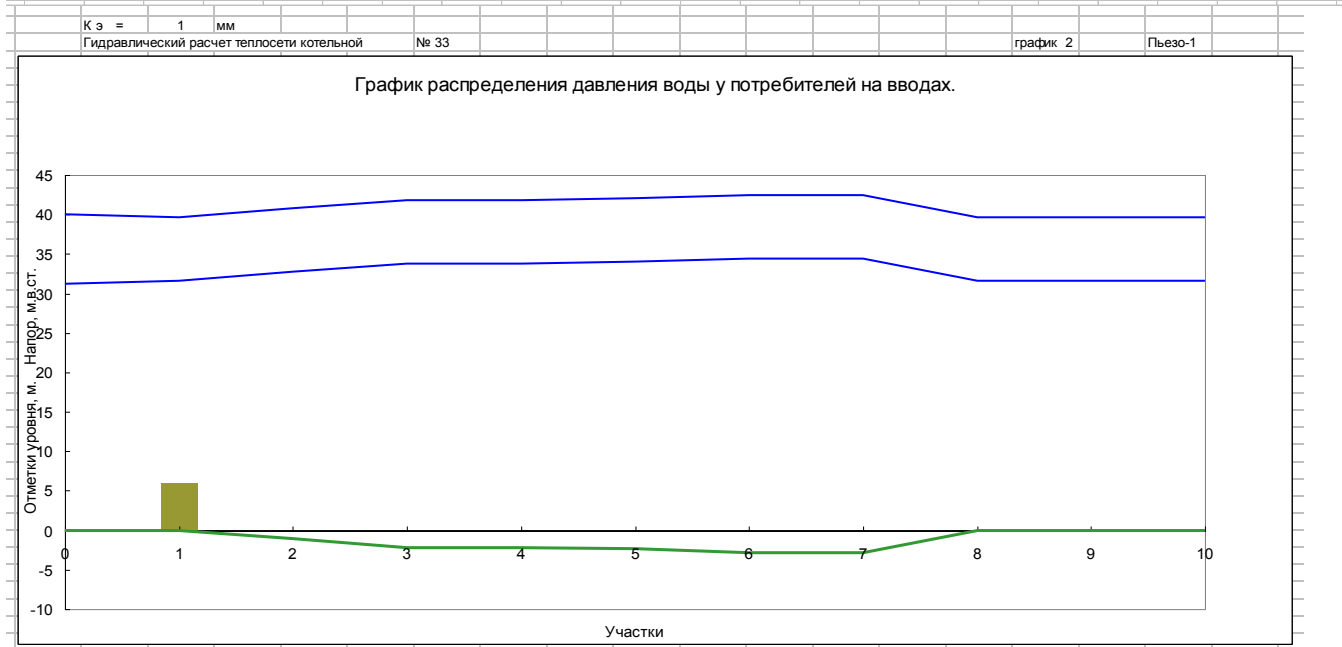
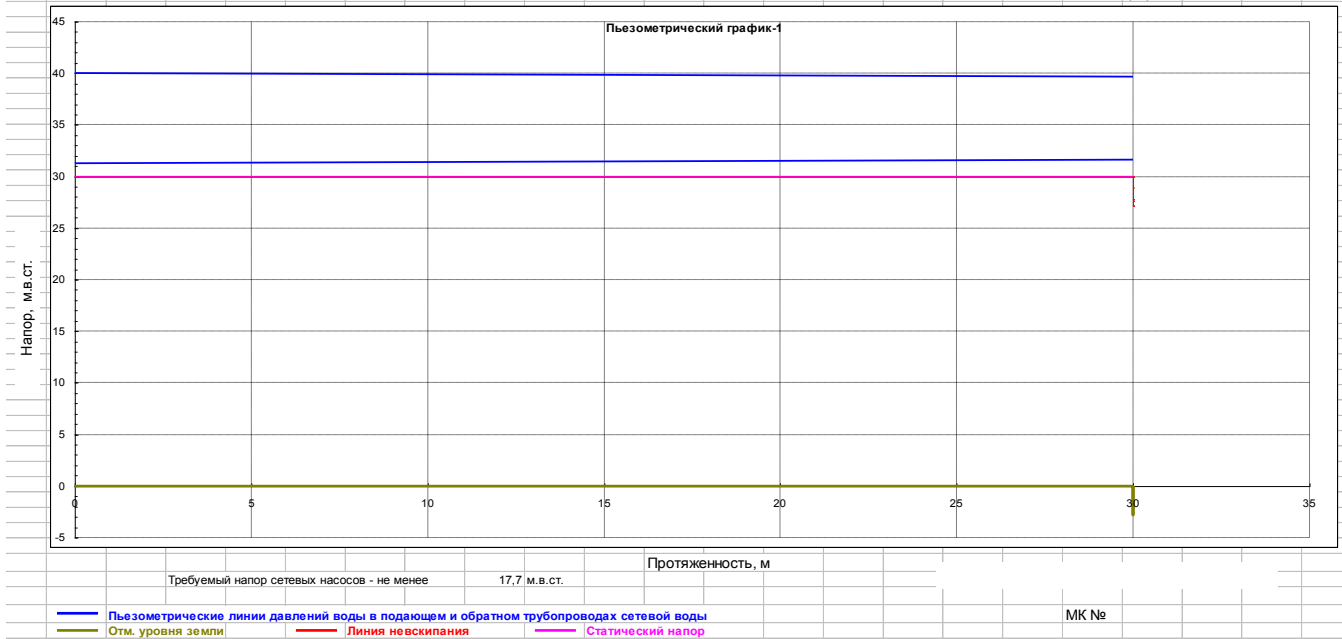


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :			
Номер точки	0	1	
T 1, м.в.ст.	40,0	33,1	
T 2, м.в.ст.	18,2	25,1	
Rп, кгс/м2/м	96,88	96,88	0,00



19 Котельная № 33 Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 33	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С

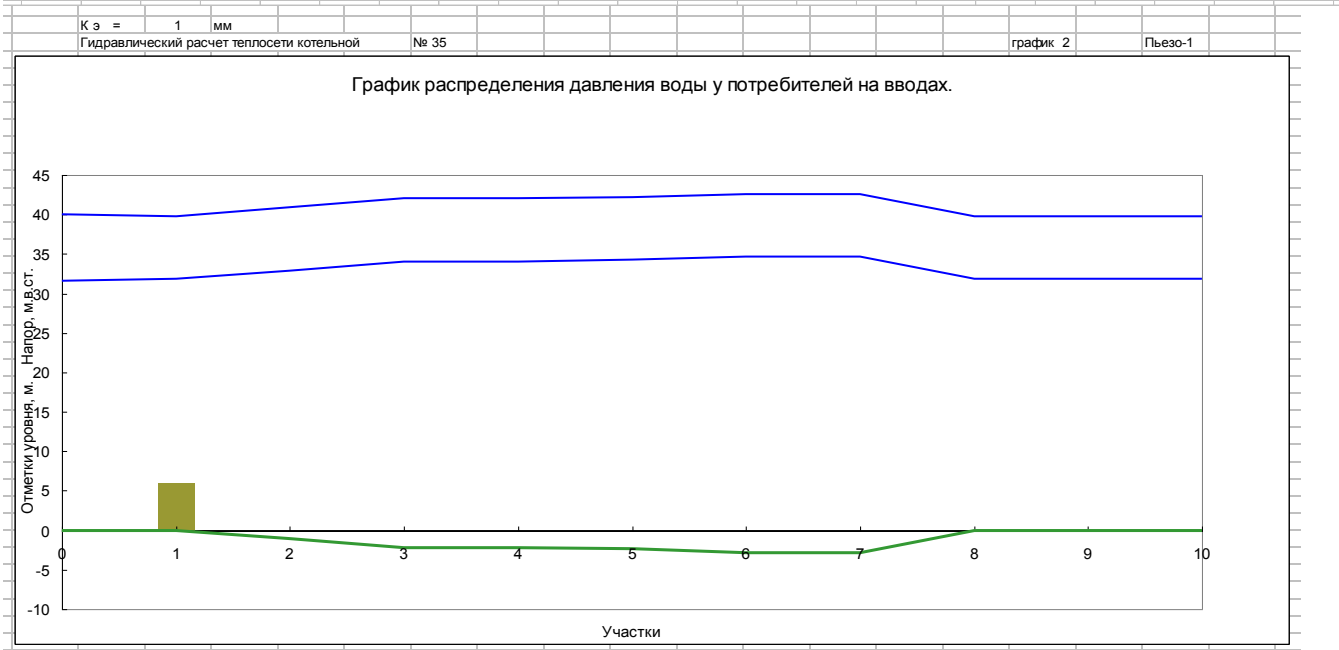
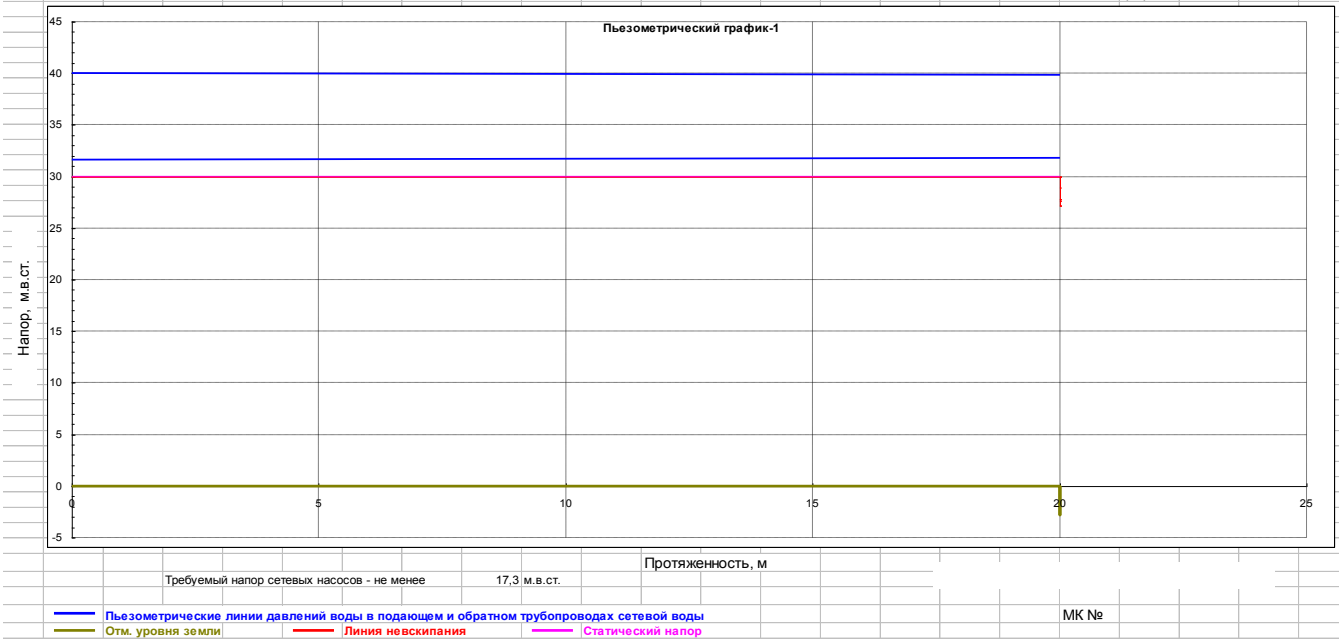


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :									
Номер точки	0	1
T 1, м.в.ст.	40,0	39,6
T 2, м.в.ст.	31,3	31,6
Rп, кгс/м2/м	7,77	7,77	0,00



20 Котельная № 35 Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1

Гидравлический расчет теплосети котельной № 35	
(сущ. + перспект. абоненты)	
Температурный график	95 — 70 °С



Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :			
Номер точки	0	1	
T 1, м.в.ст.	40,0	39,8	
T 2, м.в.ст.	31,6	31,8	
Rп, кгс/м2/м	4,97	4,97	0,00





и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.

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 ч и более;

-«инцидент» - отказ или повреждение оборудования и (или) трубопроводов тепловых сетей, отклонения от гидравлического и (или) теплового режимов, нарушение требований федеральных законов и иных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте;

Согласно данным полученным от заказчика за последние 5 лет отказов тепловых сетей не было.



к) Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.

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" (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1986). Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данной инструкции и местных условий.

Предприятия объединенных котельных 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" (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1985).

Время, необходимое для восстановления тепловой сети, при разрыве трубопровода, полученное на основе обработки статистических данных при канальной прокладке, приведены ниже.

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

Ввиду отсутствия отказов системы теплоснабжения за последние пять лет и прекращений подачи тепловой энергии, статистика восстановлений отсутствует.



л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.

Потребность в диагностике в российских тепловых сетях (ТС) обусловлена:

- некачественными нормами проектирования и эксплуатации;
- некачественным строительством.

Причины высокой повреждаемости по данным анализа за 20-летний период эксплуатации можно выделить следующие:

- существующая нормативная база проектирования и строительства не соответствует современным условиям эксплуатации подземных теплопроводов;
- низкие защитные свойства традиционных изоляционных материалов, усугубленные низким качеством проектирования и строительства;
- неэффективность существующих дренажных систем;
- ошибки проектировщиков и недостаточный (для сетей такого качества) объем работ по поддержанию надежности сетей.

О низком качестве изоляционных материалов говорит тот факт, что основными коррозионными факторами по степени убывания были и остаются: подтопление грунтовыми водами, капель или протечки сверху на теплопровод, заиленный канал. Ежегодный анализ повреждаемости показал, что срок службы трубопроводов в коррозионно-опасных условиях зависит только от толщины стенки трубы. Недостаточно проработанное проектирование привело к тому, что более половины повреждений от наружной коррозии падает на камеры, в которых отсутствие вентиляции приводит к 100% влажности и обильному выпадению конденсата на несоответствующие этим условиям изоляционные конструкции.

Основные методы диагностики состояния тепловых сетей:

- Опрессовка на прочность повышенным давлением. Обоснование метода и прочностные расчеты проводились ВТИ в 1975 г. Проводится ежегодно с незначительным изменением величины давления и времени его выдержки отдельно по подающей и обратной трубе. Метод



применялся и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. В среднем стабильно показывает эффективность 93-94%. То есть 94% повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, переключков ТС.

- Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, желательном 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.

- 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 ТС имеет ограниченную область использования.

- Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной и осенью, когда система отопления работает, но снега на земле нет. На обследование и получение результатов по всей территории уходит очень немного времени.



м) Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.

Необходимость проведения планового ремонта определяется фактическим состоянием сети, обеспечением надежного и экономичного теплоснабжения, необходимостью увеличения отпуска тепла, улучшения гидравлических режимов, снижением стоимости транспорта тепла и т.д.

Периодичность планового ремонта определяют конструктивные особенности сети, применяемые материалы, уровень эксплуатационно-технического обслуживания действующих сетей и другое.

Плановый ремонт сетей подразделяется на:
-текущий ремонт
-капитальный ремонт.

В течение отопительного сезона в сетях выявляются дефекты, подлежащие устранению при текущем ремонте.

Текущий ремонт сетей проводится ежегодно по графику после окончания отопительного сезона.

График ремонтных работ составляется, исходя из одновременного ремонта и ремонта головных задвижек и расходомерных устройств на выводах теплоисточников.

Для проведения текущего ремонта вся сеть может быть разбита на отдельные участки для возможности выполнения работ в сроки, согласованные с городскими жилищными организациями.

График текущего ремонта сети с учетом проведения ремонтных работ на теплоисточниках и согласовывается с теплоисточниками, предприятиями обслуживающими теплопотребляющие установки и утверждается городскими исполкомами.



н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии производится в соответствии с Инструкцией утвержденной Приказом Минэнерго N 325 от 30 декабря 2008 г

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

Величина потерь по тепловым сетям по отчетам в большинстве систем теплоснабжения находятся на одном уровне 14,2%, что не соответствует действительности, т.к. рассматриваемые системы обладают различными техническими характеристиками и величиной полезного отпуска тепловой энергии.

Цель нормирования потерь тепловой энергии - снижение или поддержание потерь на технико-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 №190-ФЗ от 27.07.2010г., 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. (Приказ от 4 октября 2005г. N 265 «Об организации в Министерстве промышленности и энергетики РФ работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»).



о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии.

	среднегодовая	нужды	тепловые сети	в сетях
	Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	1521,56	33,92	1487,64	154,93
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	2184,17	48,69	2135,48	277,19
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	1628,95	36,31	1592,64	39,47
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	578,71	12,9	565,81	68,75
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	2669,54	59,51	2610,04	217,49
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	3122,4	69,6	3052,8	234,82
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	4636,27	103,35	4532,92	332,63
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	4528,88	100,96	4427,92	368,87
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	2705,55	60,31	2645,24	445,08
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	4664,38	103,98	4560,4	294,03
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	1008,08	22,47	985,61	47,12
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	410,7	9,16	401,54	24,17
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	518,09	11,55	506,54	50,44
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	203,81	4,54	199,27	34,35
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	317,36	7,07	310,28	37,75
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	298,69	6,66	292,03	13,24
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	466,7	10,4	456,3	6,68
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	500,96	11,17	489,8	20,61
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	500,96	11,17	489,8	62,5
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	552,35	12,31	540,04	15,07

Подробные расчёты по тепловым потерям приведены в приложении 3



п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.

В рассматриваемый период, предприятия как теплоснабжающих организаций так и муниципального образования не получали предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети.

При общем значительном износе большинства тепловых сетей эксплуатирующие организации не допускают нарушений требований нормативных документов в части безопасной эксплуатации.

Предписаний надзорных органов в части запрещения дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети за последние три года не выдавалось.



р) Описание типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.

Для присоединения теплотребляющих систем к водяным тепловым сетям используются две принципиально отличные схемы — зависимая и независимая. При зависимой схеме присоединения вода из тепловой сети поступает непосредственно в системы абонентов. При независимой схеме вода из сети поступает в теплообменный аппарат, где нагревает вторичный теплоноситель, используемый в системах.

Все существующие зоны теплоснабжения, построенные в пятидесятых - шестидесятых годах работают по зависимой схеме, что объясняется небольшими затратами при оборудовании абонентских вводов.

Горячее водоснабжение поступает к потребителям по отдельным трубопроводам. Этим обусловлен выбор температурного графика теплоснабжения. Гидравлический режим теплоснабжения постоянен, температура прямой и обратной сетевой воды является функцией температуры наружного воздуха

Регулирование теплоснабжения отдельных потребителей производится в узлах вводов в процессе наладки гидравлического режима тепловой сети.

Для перспективных потребителей более рациональным будет присоединение по зависимой схеме, так как она более предпочтительна по условиям надежности, поскольку при независимых схемах присоединения гидравлический режим в местной системе не зависит от гидравлического режима в тепловой сети. Такая схема является наиболее удобной для регулирования. Основными регулирующими устройствами, применяемыми в таких схемах, являются электронные погодные регуляторы, и регулирующие клапаны.



Пластинчатые теплообменники, оборудованные надежной автоматикой, способны обеспечить эффективный нагрев горячей воды без завышения температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть/

Регулирование температуры отопление и ГВС производится у каждого потребителя в индивидуальном тепловом пункте.



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

Основная масса котельных муниципального образования оборудована коммерческими узлами учёта отпускаемой тепловой энергии.

В качестве приборов учёта применяются теплосчётчики типа ТСК-7 с тепловычислителем ВКТ-7-03, установленными на выходе теплосети

Котельные муниципального образования, в частности котельные обеспечивающие тепловую энергию учебно-образовательным и дошкольным учреждениям, не оборудованные коммерческими узлами учёта планируется ими оснастить. Процесс установки коммерческих узлов учёта тепла тормозится недостаточным финансированием.

Маломощные котельные зачастую ведут учёт выработанного тепла по узлу коммерческого учёта расхода газа.

В планах муниципальной целевой программы "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории муниципального образования" предусмотрено установить приборы учёта тепловой энергии во всех общеобразовательных учреждениях.



т) Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.

В настоящее время диспетчеризированных котельных нет.

Перспективой до 2030 года планируется все вновь вводимые в строй котельные оборудовать диспетчерским управлением и контролем на основе модемов.



у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.

Центральных тепловых пунктов в составе систем теплоснабжения муниципального образования нет. Имеющиеся насосные станции обслуживают только систему водоснабжения. Насосных станций в системе теплоснабжения нет.



ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от повышенного давления.

В больших разветвленных системах теплоснабжения существует высокая вероятность возникновения аварийных либо переходных гидравлических процессов, характеризующихся колебаниями либо повышением давления сетевой воды, значения которых выходят за пределы допустимых значений прочностных характеристик оборудования и сетей. Подобные процессы возможны и в системах теплоснабжения невысокой мощности и протяженности, и кроме того могут иметь характер гидравлического удара. Степень же надежности проектируемых и, в большей степени эксплуатируемых систем теплоснабжения, является одним из важнейших факторов при осуществлении договорных отношений между теплоснабжающими организациями потребителями тепловой энергии.

Нарушения нормального гидравлического режима систем теплоснабжения имеют следующие технические причины:

- аварийные отключения сетевых и подпиточных насосов;
- закрытие (открытие) регуляторов, запорной, предохранительной и обратной арматуры на источниках теплоснабжения, в тепловых сетях и разрывы коррозионно-ослабленных трубопроводов в случае плановых переключений в тепловых схемах, при перепуске насосов, уменьшении или увеличении подпитки сети;
- разрывы магистральных сетевых трубопроводов.
- вскипание воды в котлах и оборудовании ТСО;

Эксплуатационный режим работы СТ определяется требованиями п. 4.11.1 и п. 4.12.38 ПТЭ, в которых оговорены пределы отклонения давления в рабочем режиме.

Применяются следующие устройства защиты:

- быстродействующие клапаны высокой плотности в закрытом положении;
- мембранные предохранительные устройства, для предотвращения крупных утечек теплоносителя возможно комбинированное



комплектование устройства защиты: последовательно либо параллельно включенным с МПУ предохранительным клапаном или двумя МПУ – основным и дополнительным, срабатывающим при меньшем давлении и рассчитанным на сброс до 10 % сброса основного);

· демпфирующие устройства RS.8, RS.10 для защиты чувствительных элементов - манометров, регуляторов, датчиков, от воздействия гидроударов.

В настоящее время для защиты тепловых сетей от повышения давления ничего из вышеперечисленного не применяется. Единственная защита теплосетей - это установленные предохранительные клапаны с повышенной инерционностью.



х) Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.

При обследовании теплосилового хозяйства бесхозяйных тепловых сетей не обнаружено



Глава 1. часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

а) Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в настоящее время на территории муниципального образования нет



Глава 1. часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии

а) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.

Рассматриваемое муниципальное образование не имеет деления на административные районы. В пригородных поселениях зоны теплоснабжения относятся к школам и детским дошкольным учреждениям. Подробные значения тепловых нагрузок приведены в сводной таблице в подпункте "г"



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

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.

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.



в) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.

Подробное описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления приведены в сводной таблице в подпункте "г"



г) Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.

Сводная таблица технико-экономических показателей по котельным
Сводные данные котельных

Объект	Ост. вид топлива	Резерв. вид топлива	Восп.год. тун	Врез.год. тун	Оп.мак. Гкал/ч	Фонд. Гкал/год	Уст. т/протоп., Гкал/ч	Кол-во котлов, шт	К.л.д. котлов, %	Численность персонала	Год. расход эл. эн., МВт	Год. расход воды, тыс.м3	Прож. тепл. сетей, км	Система теплоот.	Потери в сетях, %	Уд. расход топлива, кг/т/Гкал	Топливная составляющая, руб/Гкал	Прочие себест., руб/Гкал
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	природный газ	--	275,84	--	0,76	1521,56	0,86	2	78,8	1	98,54	5,52	1,36	4-трубная	40,7	181,29	686,39	2119,6
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	природный газ	--	395,97	--	1,17	2184,17	1,2	2	78,8	3	110,18	1,25	2,53	2-трубная	50,08	181,29	686,39	2119,6
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	природный газ	--	295,31	--	0,79	1628,95	1,03	3	78,8	1	47,01	7,88	0,6	4-трубная	18,35	181,29	686,39	2119,6
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	природный газ	--	104,92	--	0,31	578,71	1,2	2	78,8	1	93,82	0,48	0,55	2-трубная	33,49	181,29	686,39	2119,6
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	природный газ	--	483,96	--	1,43	2669,54	2,06	6	78,8	3	60,69	1,47	1,14	2-трубная	21,65	181,29	686,39	2119,6
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	природный газ	--	566,06	--	1,59	3122,4	2,41	4	78,8	3	139,2	8,6	2,65	4-трубная	56,92	181,29	686,39	2119,6
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Круской 10/1	природный газ	--	840,51	--	2,3	4636,27	3,1	4	78,8	3	139,2	17,74	4,71	4-трубная	48,04	181,29	686,39	2119,6
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Круской 250/1	природный газ	--	821,04	--	2,27	4528,88	3,1	4	78,8	3	149,01	15,38	2,4	4-трубная	33,28	181,29	686,39	2119,6
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	природный газ	--	475,41	--	1,33	2705,55	1,63	4	81,3	3	174,77	11,5	3,56	4-трубная	73,45	175,72	665,28	2119,6
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калининна 7/1	природный газ	--	845,61	--	2,26	4664,38	3,35	6	78,8	3	194,4	22,38	2,94	4-трубная	38,15	181,29	686,39	2119,6
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	природный газ	--	182,76	--	0,54	1008,08	0,95	2	78,8	1	40,24	0,67	0,86	2-трубная	32,94	181,29	686,39	2119,6
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	природный газ	--	74,46	--	0,22	410,7	1,2	4	78,8	1	42,29	0,4	0,28	2-трубная	36,42	181,29	686,39	2119,6
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	природный газ	--	93,93	--	0,25	518,09	1,03	2	78,8	1	66,51	2,76	0,79	4-трубная	67,35	181,29	686,39	2119,6
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	природный газ	--	34,09	--	0,1	203,81	0,11	3	85,4	1	10,16	1,08	0,42	4-трубная	25,28	167,28	633,34	2119,6
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	природный газ	--	57,53	--	0,17	317,36	0,34	2	78,8	1	17,38	0,36	0,48	2-трубная	65,96	181,29	686,39	2119,6
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	природный газ	--	54,15	--	0,16	298,69	0,26	3	78,8	1	10,02	0,35	0,16	2-трубная	6,65	181,29	686,39	2119,6
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	природный газ	--	84,61	--	0,25	466,7	0,26	2	78,8	1	13,62	0,43	0,07	2-трубная	2,15	181,29	686,39	2119,6
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	природный газ	--	90,82	--	0,25	500,96	0,26	2	78,8	1	15,48	1,98	0,25	4-трубная	6,17	181,29	686,39	2119,6
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	природный газ	--	90,82	--	0,25	500,96	0,26	2	78,8	1	15,48	1,98	0,26	4-трубная	18,71	181,29	686,39	2119,6
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	природный газ	--	100,14	--	0,25	552,35	0,26	2	78,8	1	15,48	4,32	0,16	4-трубная	4,09	181,29	686,39	2119,6



д) Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.

Нормативы потребления тепловой энергии утверждаются уполномоченными органами местного самоуправления. Как правило, этим занимаются региональные энергетические комиссии. При установлении нормативов применяются: метод аналогов, экспертный метод, расчетный метод. Решение о применении одного из методов либо их сочетании принимается уполномоченными органами.

Определение нормативов потребления тепла с применением метода аналогов и экспертного метода производится на основе выборочного наблюдения потребления коммунальных услуг в многоквартирных и жилых домах имеющих аналогичные технические и строительные характеристики, степень благоустройства и заселенность. Они основываются на данных об объеме потребления с коллективных приборов учета.

Расчетный метод применяется, если результаты измерений коллективными (общедомовыми) приборами учета тепла в многоквартирных домах или жилых домах отсутствуют или их недостаточно для применения метода аналогов, а также, если отсутствуют данные измерений для применения экспертного метода.

При определении нормативов потребления тепла учитываются технологические потери и не учитываются расходы коммунальных ресурсов, возникшие в результате нарушения требований технической эксплуатации внутридомовых инженерных коммуникаций и оборудования, правил пользования жилыми помещениями и содержания общего имущества в многоквартирном доме.

В норматив отопления включается расход тепловой энергии исходя из расчета расхода на 1 квадратный метр площади жилых помещений, необходимый для обеспечения нормального температурного режима.



Глава 1. часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

а) Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии., а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов.

Объект	Q _{max} , Гкал/ч	Q _{год} , Гкал/год	Уст. т/произв., Гкал/ч	Кол-во котлов, шт	Протяж. тепл. сетей, км	Потери в сетях, %
1	2	3	4	5	6	7
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	0,76	1521,56	0,86	2,00	1,36	40,70
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	1,17	2184,17	1,20	2,00	2,53	50,08
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	0,79	1628,95	1,03	3,00	0,60	18,35
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	0,31	578,71	1,20	2,00	0,55	33,49
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	1,43	2669,54	2,06	6,00	1,14	21,65
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	1,59	3122,40	2,41	4,00	2,65	56,92
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	2,30	4636,27	3,10	4,00	4,71	48,04
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	2,27	4528,88	3,10	4,00	2,40	33,28
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	1,33	2705,55	1,63	4,00	3,56	73,45
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	2,26	4664,38	3,35	6,00	2,94	38,15
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	0,54	1008,08	0,95	2,00	0,86	32,94
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	0,22	410,70	1,20	4,00	0,28	36,42
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	0,25	518,09	1,03	2,00	0,79	67,35
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,10	203,81	0,11	3,00	0,42	25,28
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	0,17	317,36	0,34	2,00	0,48	65,96
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,16	298,69	0,26	3,00	0,16	6,65
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	0,25	466,70	0,26	2,00	0,07	2,15
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	0,25	500,96	0,26	2,00	0,25	6,17
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	0,25	500,96	0,26	2,00	0,26	18,71
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	0,25	552,35	0,26	2,00	0,16	4,09



б) Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.

	Установленная мощность, Гкал/ч	Подключённая нагрузка, Гкал/ч	Дефицит (-) резерв (+) Гкал/ч
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	0,86	0,76	0,10
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	1,204	1,17	0,03
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	1,032	0,79	0,24
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	1,204	0,31	0,89
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	2,064	1,43	0,63
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	2,408	1,59	0,82
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	3,096	2,3	0,80
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	3,096	2,27	0,83
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	1,634	1,33	0,30
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинин 7/1	3,354	2,26	1,09
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	0,946	0,54	0,41
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	1,204	0,22	0,98
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	1,032	0,25	0,78
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,10664	0,1	0,01
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	0,344	0,17	0,17
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,258	0,16	0,10
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	0,258	0,25	0,01
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	0,258	0,25	0,01
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	0,258	0,25	0,01
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	0,258	0,25	0,01



в) Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.

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 допускаемого 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 магистралях принимают больше статического давления в системе ГВС.



г) Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.

Дефицит тепловой мощности имеет двоякую природу - при отсутствии приборного учёта потребленного тепла его количество определяется по проектным данным, которые значительно завышены. После установки узлов учёта тепловой энергии у потребителей расчётный дефицит снижается до реального нуля.

Второе обстоятельство обуславливающее возникновение дефицита - подключение новых потребителей, не обеспеченных мощностями на источнике теплоснабжения.

Последствия имеющихся дефицитов тепловой мощности практически не ощущаются, поскольку среднее время стояния низких температур, при которых тепломеханическое оборудование работает на полную мощность всего около 15 часов за отопительный период.

В настоящее время установленная тепловая мощность в целом по городу избыточна и ее резервы составляют - 8,225 Гкал/ч.



д) Описание резервов 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.

При **общем** по городу избытке тепловой мощности источников теплоснабжения, возможностей для переключения части избыточной мощности в зоны с недостатком нет. «Дефицит» тепловой энергии можно ликвидировать с помощью малозатратных технологий регулирования отпуска тепла.



Глава 1. часть 7. Балансы теплоносителя

а) Описание утвержденных 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.

Максимальная производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей рассчитывается из компенсации возможных потерь теплоносителя с утечками через неплотности и плановыми сбросами через воздушники, дренажи и исполнительные механизмы. Традиционно для снижения возможности накипеобразования из воды удаляют ионы кальция с помощью метода ионного обмена (Na-катионирования), или используют частичное удаление ионов кальция и бикарбонат-ионов путем применения H-катионирования с "голодной" регенерацией.



	Подключённая нагрузка, Гкал	Расчётный объём теплоносителя, м3	Расчётный объём подпитки, м3
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	0,76	49,40	0,37
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	1,17	76,05	0,57
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	0,79	51,35	0,39
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	0,31	20,15	0,15
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	1,43	92,95	0,70
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	1,59	103,35	0,78
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	2,30	149,50	1,12
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	2,27	147,55	1,11
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская уул Советская 54	1,33	86,45	0,65
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калининна 7/1	2,26	146,90	1,10
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	0,54	35,10	0,26
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	0,22	14,30	0,11
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	0,25	16,25	0,12
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,10	6,50	0,05
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	0,17	11,05	0,08
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,16	10,40	0,08
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	0,25	16,25	0,12
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	0,25	16,25	0,12
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	0,25	16,25	0,12
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	0,25	16,25	0,12
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,16	10,40	0,08
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	0,25	16,25	0,12
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	0,25	16,25	0,12
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	0,25	16,25	0,12
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	0,25	16,25	0,12



б) Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.

Подготовка воды для подпитки тепловых сетей состоит в удалении из неё веществ, образующих накипь на греющих поверхностях водогрейных котлов, а также осадков коллоидных и органических веществ, гидроокиси железа и т.д.

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.



	Подключённая нагрузка, Гкал	Расчётный объём теплоносителя, м3	Расчётный объём подпитки, м3	Расчётный объём подпитки в аварийном режиме, м3
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	0,76	49,40	0,37	0,99
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	1,17	76,05	0,57	1,52
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	0,79	51,35	0,39	1,03
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	0,31	20,15	0,15	0,40
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	1,43	92,95	0,70	1,86
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	1,59	103,35	0,78	2,07
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	2,30	149,50	1,12	2,99
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	2,27	147,55	1,11	2,95
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	1,33	86,45	0,65	1,73
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	2,26	146,90	1,10	2,94
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	0,54	35,10	0,26	0,70
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	0,22	14,30	0,11	0,29
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	0,25	16,25	0,12	0,33
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,10	6,50	0,05	0,13
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	0,17	11,05	0,08	0,22
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,16	10,40	0,08	0,21
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	0,25	16,25	0,12	0,33
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	0,25	16,25	0,12	0,33
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	0,25	16,25	0,12	0,33
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	0,25	16,25	0,12	0,33



Глава 1. часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.

Все котельные муниципального образования используют в качестве топлива природный газ по ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения". Резервного топлива на всех котельных не предусмотрено.

Случаев аварийного отключения газопроводов к источникам тепловой энергии за последние 15 лет не зафиксировано.

Общий годовой расход природного газа по теплоснабжающим организациям составил - 5971,95 м³

Максимальный часовой расход природного газа всеми источниками тепловой энергии теплоснабжающих организаций на нужды теплоснабжения коммунально-бытовых и иных потребителей составил - 2633,47 м³/ч

В денежном выражении для 2012 года это составляет - 25798,82 тысяч рублей



б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.

Во всех существующих котельных МО Павловское СП основным и единственным видом топлива является природный газ по ГОСТ 5542-87.

Всё оборудование котельных предназначено для использования одного вида топлива, к работе на двух видах (рабочее-резервное) топлива не приспособлено. Резервных видов топлива на всех котельных нет.



в) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.

Природный газ в магистральные газопроводы, а от них и в распределительную сеть подается в смеси от Майкопского и Ставропольского месторождений, имеется некоторая нестабильность показателей калорийности и удельного веса никоим образом не влияющих на работу оборудования и не сказывающихся на экономических показателях.



г) Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.

Практически все котельные рассматриваемого муниципального образования присоединены к газораспределительным сетям низкого давления, несколько котельных присоединены к сетям, подающим газ бытовым потребителям. При этом наблюдается некоторое понижение давления в период максимального потребления газа на отопление. Однако критического снижения давления при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось.

Котельные теплоснабжающих организаций, использующие газ низкого и среднего давления, присоединены к газовым сетям от ГРП. Снижение давления газа в период стояния минимальных температур наружного воздуха не ограничивает их теплопроизводительность.

Количество поставляемого газового топлива всем потребителям обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.



Глава 1. часть 9. Надежность теплоснабжения

а) 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.

Надежность теплоснабжения – способность проектируемых и существующих источников теплоты (котельных), тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде).

Системы теплоснабжения муниципального образования были запроектированы и построены в соответствии с действовавшими на период проектирования нормативно-техническими документами (НТД), в частности - СНиП 11-35-76, СНиП 11-Г.10-62, СНиП 11-36-73, СНиП 2.04-86, ВНТП-81 и т.п.

В соответствии с требованиями НТД того времени котельные запроектированы и построены как котельные второй категории по требованиям надежности, то есть существующие котельные не могут гарантировать бесперебойную подачу тепловой энергии потребителям первой категории. При выходе из строя одного (самого мощного) котла теплоисточника количество тепловой энергии отпускаемой потребителям второй категории, не нормировалось. Тепловые сети, согласно требованиям СНиП 11-Г.10-62, введенным в действие с 01.01.1964, проектировались, как правило, с тупиковыми магистральными участками.

Системы теплоснабжения по требованиям надежности должны отвечать действовавшим на период проектирования и нормам и правилам.

Учитывая, что с 01.09.2003 действуют более жесткие нормы по

ООО «Проектный Институт Территориального Планирования»



надежности, анализ существующих систем теплоснабжения проведен по требованиям СНиП 41-02-2003.

В качестве основных требований надежности систем теплоснабжения приняты следующие критерии:

- 1) вероятность безотказной работы (Р)-способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже плюс 12 0С , в промышленных зданиях ниже плюс 80С, более числа раз, установленного нормативами .Математическое значение вероятности отказа не более 14 раз за 100 лет.;
- 2) коэффициент готовности (качества) системы (Кг)-вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами. Расчетная температура воздуха в отапливаемых помещениях плюс 20-220С будет поддерживаться в течение всего отопительного периода.;
- 3) живучесть системы (Ж)-способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54час)остановов.

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы приняты для:

- источника теплоты $R_{ит}=0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс}=0,90$;
- потребителя теплоты $R_{пт}=0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт}=0,90 \times 0,97 \times 0,99=0,86$;
- коэффициент готовности системы теплоснабжения $Kг=0,97$.

Для обеспечения безотказности тепловых сетей следует определять:

- предельно допустимую длину нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточность диаметров выбираемых при проектировании новых или



реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказе;

- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и трубопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или туннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс;
- необходимость проведения работ по дополнительному утеплению зданий.

Готовность системы к исправной работе следует определять по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе (K_r) принимается 0,86.

Для расчета показателей готовности следует определять (учитывать):

- готовность СЦТ к отопительному сезону;
- достаточность установленной тепловой мощности источника теплоты для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационные и технические меры, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимое число готовности для источника теплоты;
- температуру наружного воздуха, при котором обеспечивается заданная внутренняя температура воздуха.

Показатель вероятности безотказной работы существующей СЦТ (K_r) не превышает 0,8, что свидетельствует о невысокой надежности снабжения потребителей теплом и горячей водой.

При отказе части элементов система частично работоспособна, при



отказе всех элементов — полностью не работоспособна. Переход из одного состояния в другой обуславливается отказами или восстановлением элементов системы и описывается вектором состояний, который изменяется случайным образом. С каждым состоянием системы сопоставляют расчетный максимальный часовой расход теплоты через нее, дающий численную оценку степени выполнения задачи и являющийся характеристикой качества ее функционирования. Математическое ожидание этой характеристики есть показатель качества функционирования. Относительное значение его по сравнению с идеальной системой теплоснабжения служит показателем ее надежности.

Вероятностный показатель надежности $R_{cr}(t)$ отражает степень выполнения системой задачи теплоснабжения в течение отопительного периода и дает интегральную оценку надежности тепловой сети в целом на данный момент. Вероятностный показатель надежности обуславливает структуру тепловой сети, среднее значение отключаемой мощности в аварийных ситуациях. С определением структуры тепловой сети определяется и величина структурного резерва.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех иерархических уровней системы: источниками теплоты, магистральными тепловыми сетями, квартальными сетями, включая тепловые пункты.

В настоящее время не имеется общей методики оценки надежности систем теплоснабжения по всем или большинству показателей надежности. В связи с этим для оценки надежности используются такие показатели как интенсивность отказов (p) и относительный аварийный недоотпуск тепла (q), динамика изменения которых во времени может использоваться для суждения о прогрессе или деградации надежности системы коммунального теплоснабжения.

Оценка качества оказываемых услуг по производству и (или) передаче тепловой энергии приведена в Приложении 4 к обосновывающим материалам согласно ст.3 пункт 8 ФЗ №190 от 27.07.2010 с изменениями на 25.06.2012



Показатели качества услуг теплоснабжения

Требования к качеству коммунальных услуг	Допустимая продолжительность перерывов или предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества	Порядок изменения размера платы за коммунальные услуги ненадлежащего качества
I. Горячее водоснабжение		
1. Бесперебойное круглосуточное горячее водоснабжение в течение года	Допустимая продолжительность перерыва подачи горячей воды: 8 ч (суммарно) в течение одного месяца; 4 ч одновременно, а при аварии на тупиковой магистрали – 24 ч; для проведения 1 раза в год профилактических работ в соответствии с пунктом 10 Правил предоставления коммунальных услуг гражданам	За каждый час, превышающий (суммарно за расчетный период) допустимый период перерыва подачи воды, размер ежемесячной платы снижается на 0,15% размера платы, определенной исходя из показаний приборов учета или исходя из нормативов потребления коммунальных услуг, с учетом положений пункта 61 Правил предоставления коммунальных услуг гражданам
2. Обеспечение температуры горячей воды в точке разбора: не менее 60 °С - для открытых систем централизованного	Допустимое отклонение температуры горячей воды в точке разбора: в ночное время (с 23.00 до 6.00 часов) не более чем на 5 °С;	За каждые 3 °С снижения температуры свыше допустимых отклонений размер платы снижается на 0,1 % за каждый час превышения (суммарно



теплоснабжения; не менее 50 °С – для закрытых систем централизованного теплоснабжения; не более 75 °С – для любых систем теплоснабжения	в дневное время (с 6.00 до 23.00 час.) не более чем на 3 °С	за расчетный период) допустимой продолжительности нарушения; при снижении температуры горячей воды ниже 40 °С оплата потребленной воды производится по тарифу за холодную воду
3. Постоянное соответствие состава и свойств горячей воды санитарным нормам и правилам	Отклонение состава и свойств горячей воды от санитарных норм и правил не допускается	При несоответствии состава и свойств воды санитарным нормам и правилам плата не вносится за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества (независимо от учетных показаний)
4. Давление в системе горячего водоснабжения в точке разбора от 0,03 МПа (0,3 кгс/см ²) до 0,45 МПа (4,5 кгс/см ²)	Отклонение давления не допускается	За каждый час (суммарно за расчетный период) подачи воды: при давлении, отличающемся от установленного до 25%, размер ежемесячной платы снижается на 0,1%; при давлении, отличающемся от установленного более чем на 25%, плата не вносится за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества



		(независимо от учетных показаний)
II. Отопление		
5. Бесперебойное круглосуточное отопление в течение отопительного периода	Допустимая продолжительность перерыва отопления: не более 24 час. (суммарно) в течение одного месяца; не более 16 ч одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от 12 °С до нормативной; не более 8 ч одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от 10 °С до 12 °С; не более 4 ч одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от 8 °С до 10 °С	За каждый час, превышающий (суммарно за расчетный период) допустимую продолжительность перерыва отопления, размер ежемесячной платы снижается на 0,15% размера платы, определенной исходя из показаний приборов учета или исходя из нормативов потребления коммунальных услуг, с учетом положений пункта 61 Правил предоставления коммунальных услуг гражданам
6. Обеспечение температуры воздуха в жилых помещениях не ниже +18 °С (в угловых комнатах +20 °С), в районах с температурой наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92 °С) – 31 °С и ниже +20 (+22) °С;	Отклонение температуры воздуха в жилом помещении не допускается	За каждый час отклонения температуры воздуха в жилом помещении (суммарно за расчетный период) размер ежемесячной платы снижается: на 0,15% размера платы, определенной исходя из показаний приборов учета за каждый градус отклонения температуры; на 0,15%



<p>В других помещениях - в соответствии с ГОСТ Р 51617-2000. Допустимое снижение нормативной температуры в ночное время суток (от 0.00 до 5.00 часов) не более 3 °С. Допустимое превышение нормативной температуры не более 4 °С.</p>		<p>размера платы, определенной исходя из нормативов потребления коммунальных услуг (при отсутствии приборов учета), за каждый градус отклонения температуры</p>
<p>7. Давление во внутридомовой системе отопления: с чугунными радиаторами не более 0,6 МПа (6 кгс/см²); с системами конвекторного и панельного отопления, калориферами, а также прочими отопительными приборами – не более 1 МПа (10 кгс/см²); с любыми отопительными приборами – не менее чем на 0,05</p>	<p>Отклонение давления более установленных значений не допускается</p>	<p>За каждый час (суммарно за расчетный период) периода отклонения установленного давления во внутридомовой системе отопления при давлении, отличающемся от установленного более чем на 25%, плата не вносится за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества (независимо от показаний приборов учета)</p>



МПа (0,5 кгс/см ²) превышающее статическое давление, требуемое для постоянного заполнения системы отопления теплоносителем		
---	--	--



б) Анализ аварийных отключений потребителей.

За последние 5 лет на территории городского поселения аварийных отключений потребителей тепловой энергии по причине повреждения тепловых сетей и оборудования котельных не было.



в) Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.

При подготовке к отопительному периоду рекомендуется теплоснабжающим организациям с привлечением организаций-исполнителей коммунальных услуг выполнить расчеты допустимого времени устранения аварий и восстановления.



г) Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).

В связи с неполнотой предоставленных данных нет возможности определить тепловые сети не соответствующие нормативной надёжности и безопасности теплоснабжения



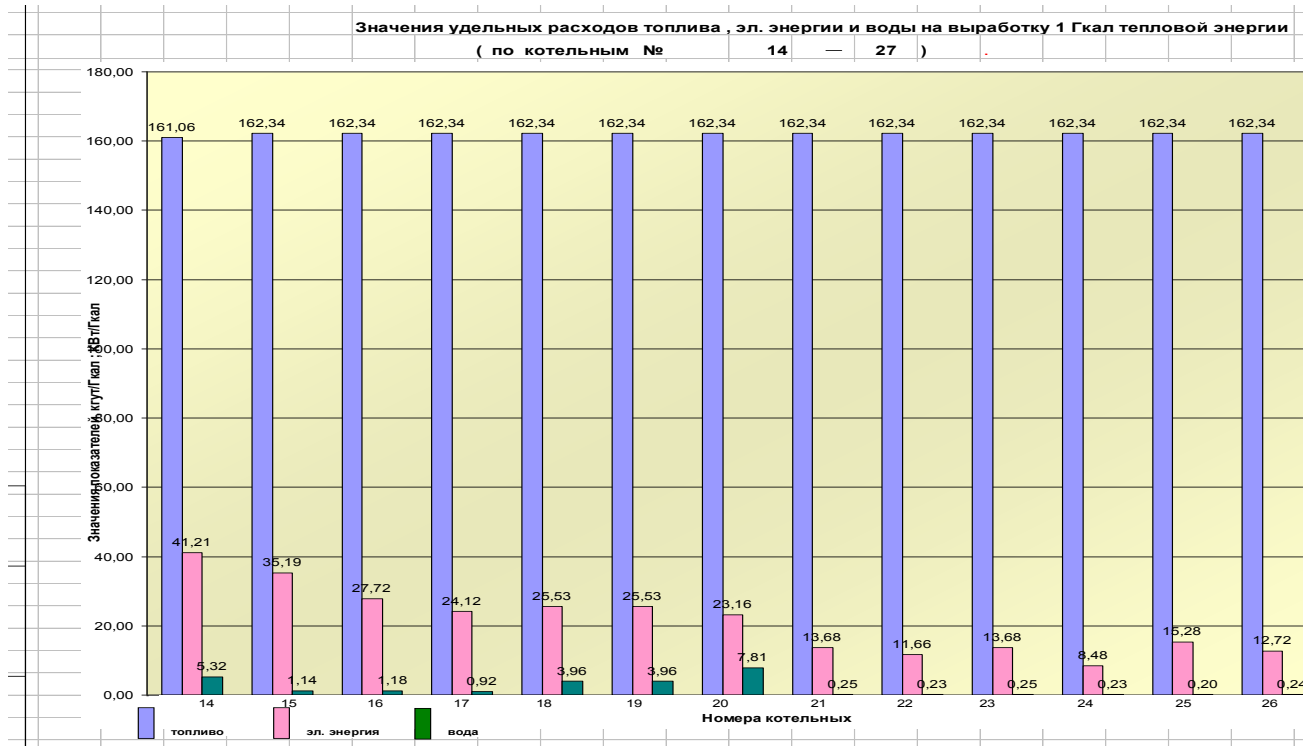
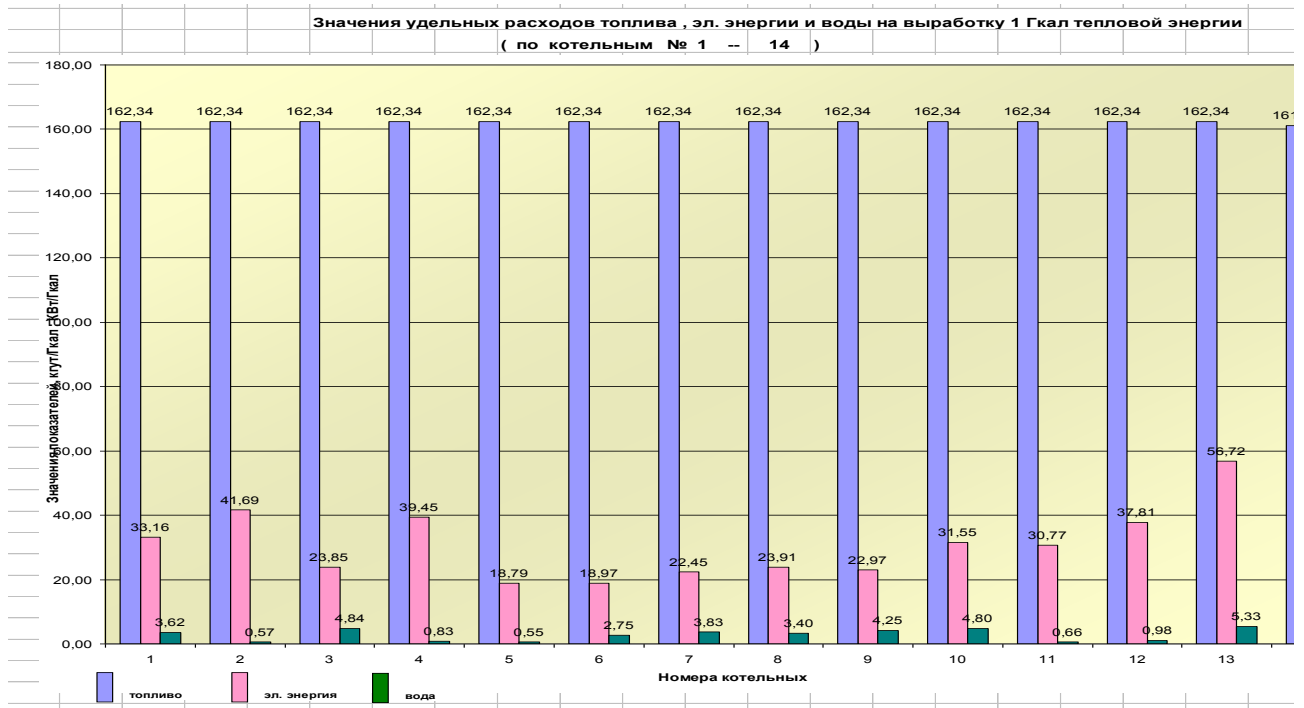
Глава 1. часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

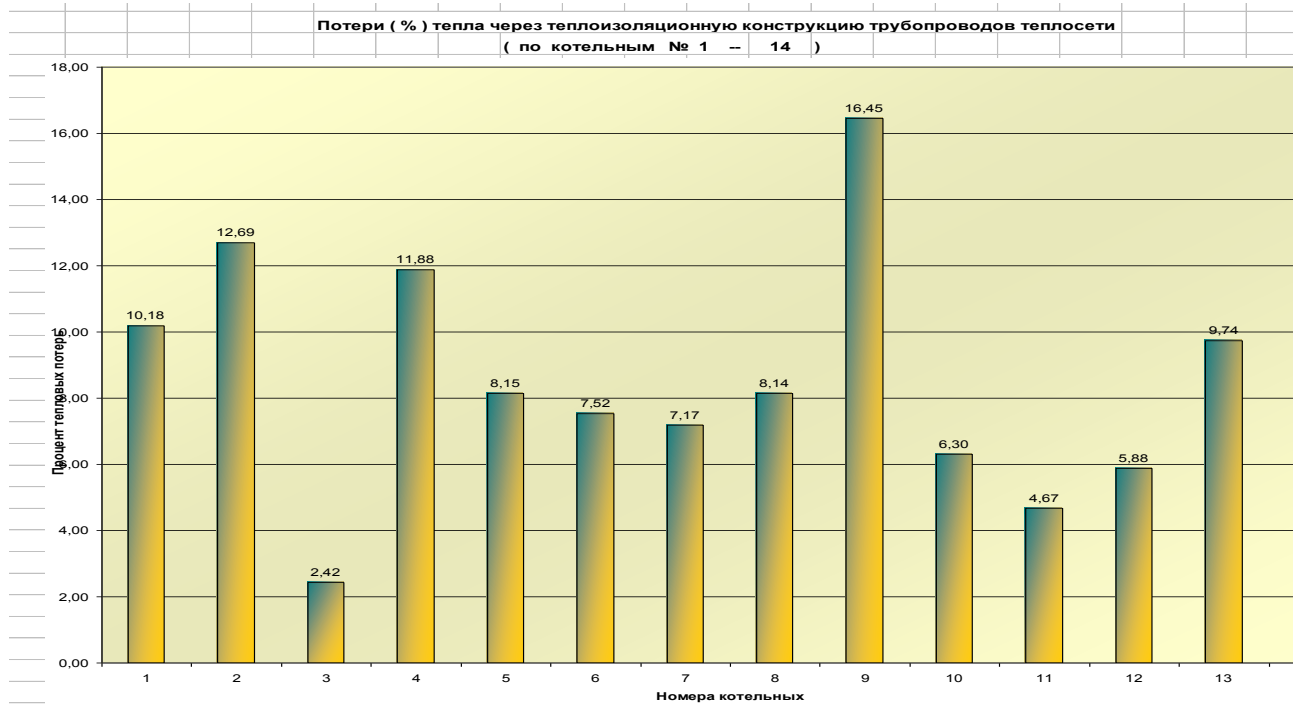
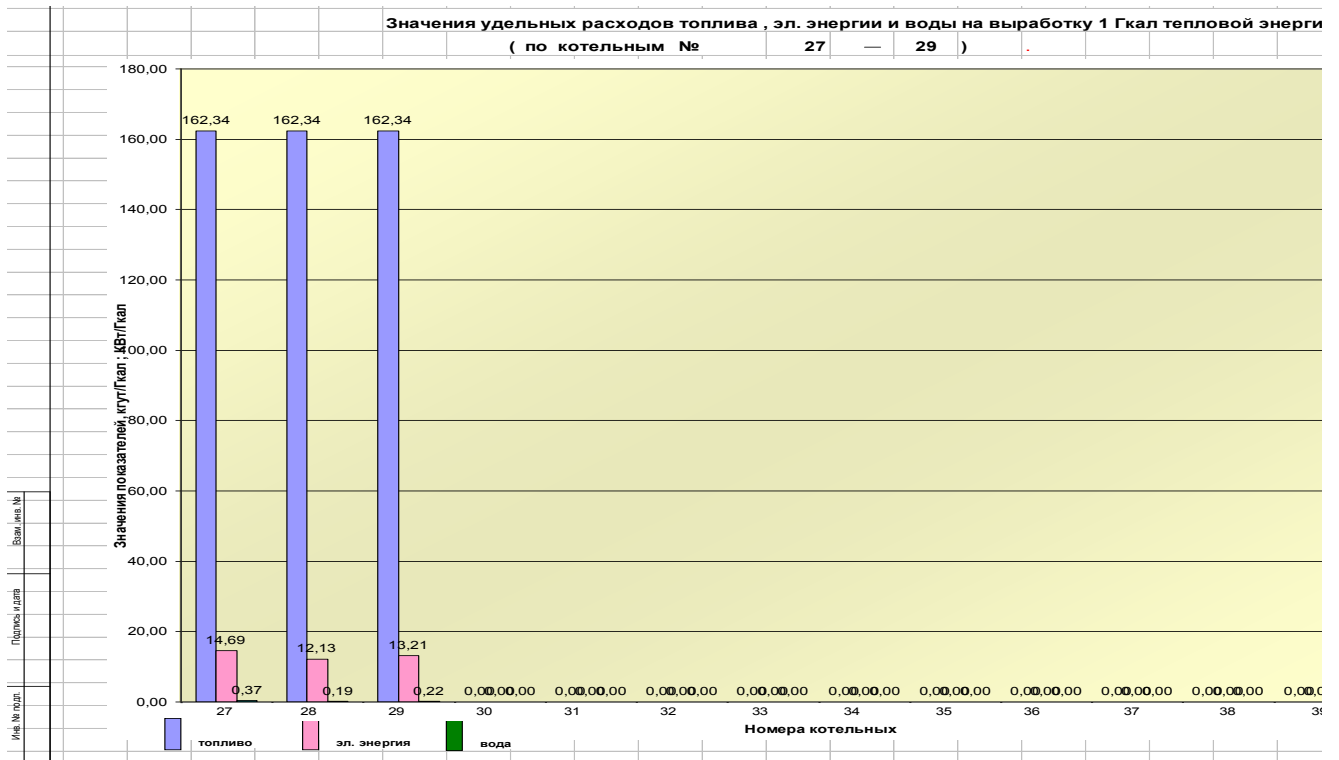
а) Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.

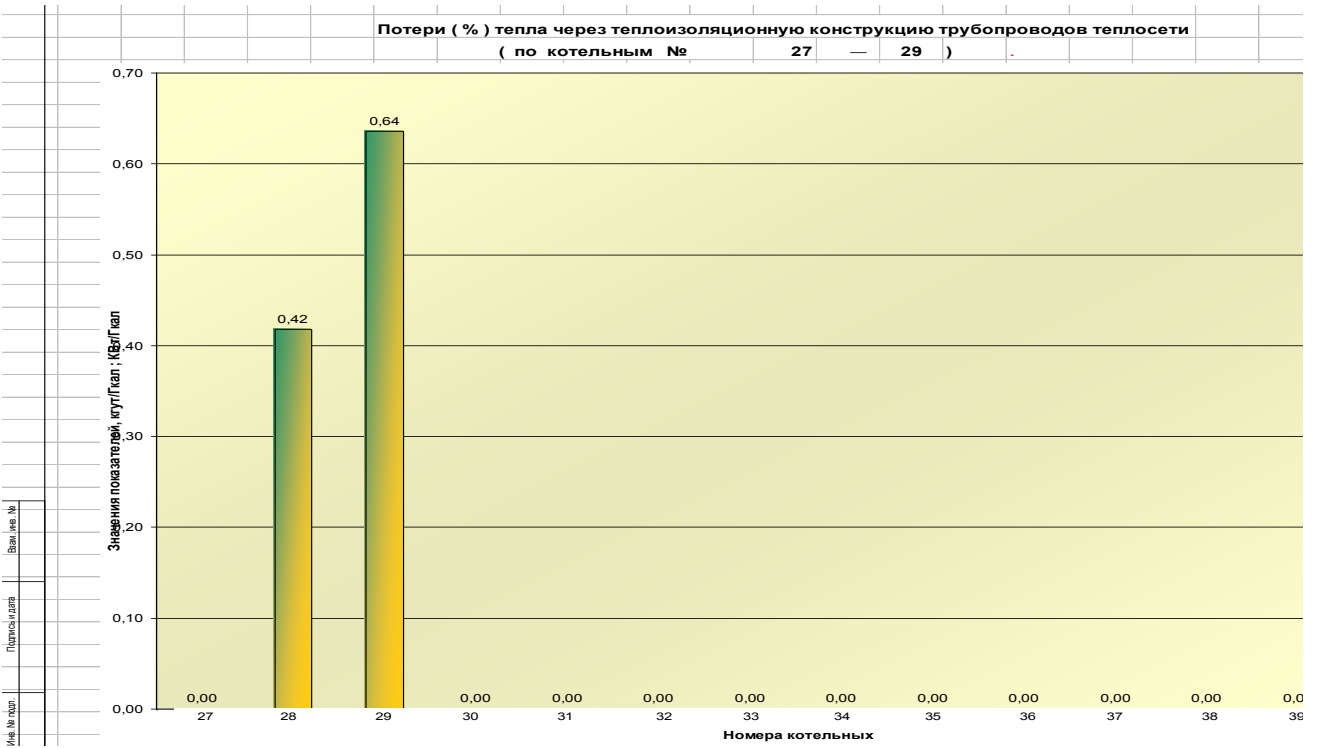
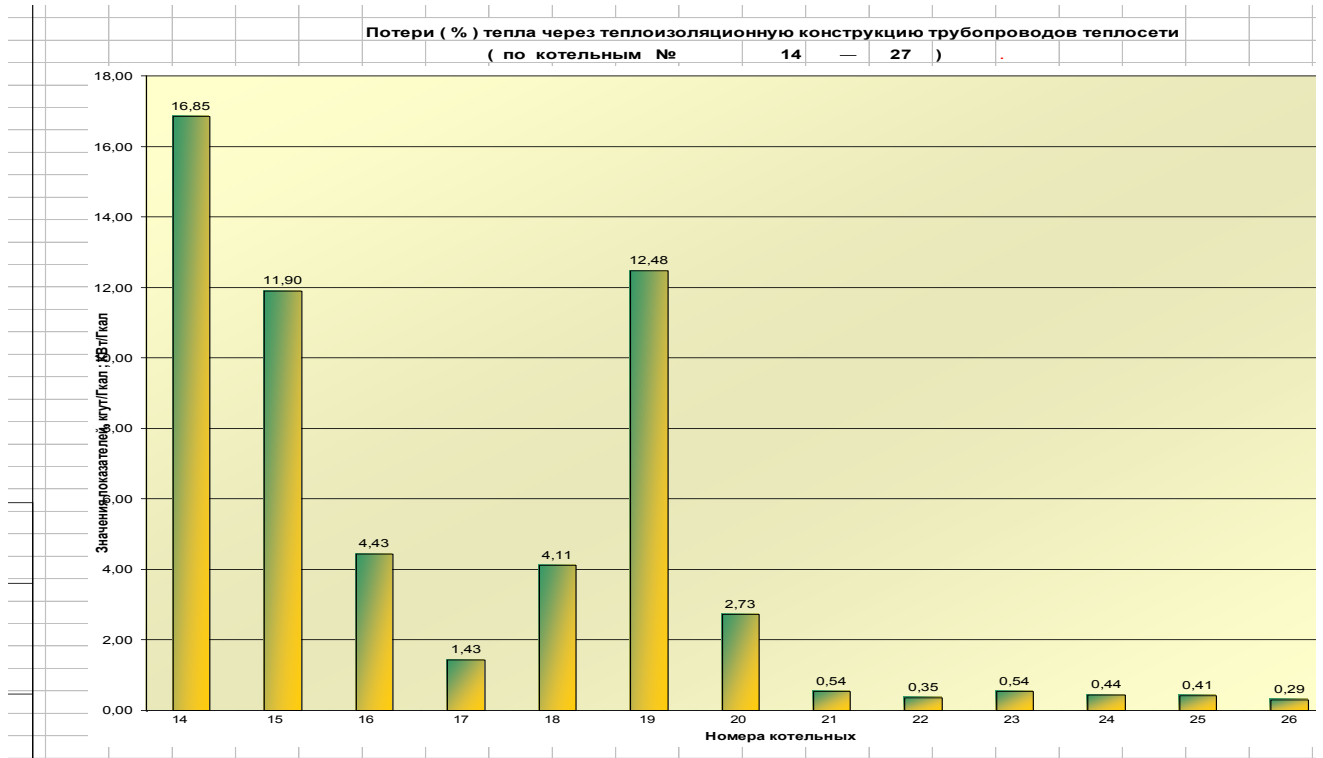
Объект	Планируемый год исполнения	Тип вида топлива	Резерв вид топлива	Высвобод. т/г	Врезод. т/г	Физик. Гкал/ч	Физик. Гкал/год	Уст. приборов, Гкал/ч	Кол-во котлов, шт	Кол-д. котлов, %	Численность персонала	Год. расход эл. эн., МВт	Год. расход воды, тыс. м3	Протяж. тепл. сетей, км	Система теплов.	Потери в сетях, %	Уд. расход топлива, кг/Гкал	Топливная составляющая, руб/Гкал	Прочие себест., руб/Гкал	Стоимость расч., руб/Гкал	Энергообеспечение (СОМ)	Кол. вложений в ЭСМ, тыс. руб	Энергоэффективность ЭСМ, %	Срок окупаемости, лет
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	2020	природный газ	--	247,01	--	0,76	1521,56	0,86	2	88	1	50,45	5,52	1,36	4-трубная	10,18	162,34	614,63	1655,34	1917,25	табл. 5	17679,60	10,60	51,00
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	2020	природный газ	--	354,57	--	1,17	2184,17	1,20	2	88	3	91,06	1,25	2,53	2-трубная	12,69	162,34	614,63	1705,31	2019,36	табл. 5	27887,53	5,00	102,12
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	2020	природный газ	--	264,44	--	0,79	1628,95	0,86	2	88	1	38,85	7,88	0,60	4-трубная	2,42	162,34	614,63	1575,23	1695,95	табл. 5	13756,08	25,00	19,29
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	2020	природный газ	--	93,95	--	0,31	578,71	0,34	2	88	1	22,83	0,48	0,55	2-трубная	11,88	162,34	614,63	1767,00	2081,56	табл. 5	6535,57	1,80	172,05
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	2020	природный газ	--	433,37	--	1,43	2669,54	1,46	2	88	3	50,16	1,47	1,14	2-трубная	8,15	162,34	614,63	1583,66	1799,53	табл. 5	21894,37	17,80	24,43
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	2020	природный газ	--	506,88	--	1,59	3122,40	1,72	2	88	3	59,24	8,60	2,65	4-трубная	7,52	162,34	614,63	1543,38	1743,46	табл. 5	29800,42	21,60	24,54
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крулской 10/1	2020	природный газ	--	752,64	--	2,30	4636,27	2,41	2	88	3	104,06	17,74	4,71	4-трубная	7,17	162,34	614,63	1500,04	1688,73	табл. 5	41768,91	25,50	20,65
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крулской 250/1	2020	природный газ	--	735,21	--	2,27	4528,88	2,41	2	88	3	108,26	15,38	2,40	4-трубная	8,14	162,34	614,63	1402,14	1592,88	табл. 5	11597,28	33,10	5,37
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	2020	природный газ	--	439,21	--	1,33	2705,55	1,38	2	88	3	62,15	11,50	3,56	4-трубная	16,45	162,34	614,63	1537,28	1880,97	табл. 5	34755,75	12,70	49,84
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинин 7/1	2020	природный газ	--	757,20	--	2,26	4664,38	2,41	2	88	3	147,17	22,38	2,94	4-трубная	6,30	162,34	614,63	1525,51	1703,44	табл. 5	37783,76	24,40	19,24
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	2020	природный газ	--	163,65	--	0,54	1008,08	0,60	2	88	1	31,02	0,67	0,86	2-трубная	4,67	162,34	614,63	1711,90	1884,62	табл. 5	11495,79	12,50	43,73
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	2020	природный газ	--	66,67	--	0,22	410,70	0,22	2	88	1	15,53	0,40	0,28	2-трубная	5,88	162,34	614,63	1743,29	1945,90	табл. 5	4794,81	8,90	59,59
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	2020	природный газ	--	84,11	--	0,25	518,09	0,26	2	88	1	29,39	2,76	0,79	4-трубная	9,74	162,34	614,63	1727,37	1996,68	табл. 5	7031,17	6,20	93,86
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	2020	природный газ	--	32,83	--	0,10	203,81	0,11	3	88,7	1	8,40	1,08	0,42	4-трубная	16,85	161,06	609,78	1531,49	1896,30	табл. 5		11,80	0,50
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	2020	природный газ	--	51,52	--	0,17	317,36	0,17	2	88	1	11,17	0,36	0,48	2-трубная	11,90	162,34	614,63	1531,08	1809,44	табл. 5		17,10	0,50
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	2020	природный газ	--	48,49	--	0,16	298,69	0,17	2	88	1	8,28	0,35	0,16	2-трубная	4,43	162,34	614,63	1512,07	1668,56	табл. 5		27,00	0,50
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	2020	природный газ	--	75,76	--	0,25	466,70	0,26	2	88	1	11,26	0,43	0,07	2-трубная	1,43	162,34	614,63	1472,28	1574,55	табл. 5		34,60	0,50
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	2020	природный газ	--	81,33	--	0,25	500,96	0,26	2	88	1	12,79	1,98	0,25	4-трубная	4,11	162,34	614,63	1426,37	1565,54	табл. 5		35,40	0,50
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	2020	природный газ	--	81,33	--	0,25	500,96	0,26	2	88	1	12,79	1,98	0,26	4-трубная	12,48	162,34	614,63	1426,37	1691,27	табл. 5		25,30	0,50
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	2020	природный газ	--	89,67	--	0,25	552,35	0,26	2	88	1	12,79	4,32	0,16	4-трубная	2,73	162,34	614,63	1350,22	1462,00	табл. 5		45,00	0,50



Объект	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	Планируемый год внедрения	Ост. вид топлива	Резерв. вид топлива	Восп. год. т/т	Врез. год. т/т	Фрак. Гкал/ч	Фгод. Гкал/год	Уст. т/произв., Гкал/ч	Кольч. котлов, шт	К.п.д. котлов, %	Численность персонала	Год. расход эл. эн., МВт	Год. расход воды, тыс. м3	Протяж. тепл. сетей, км	Система теплосн.	Потери в сетях, %	Уд. расход топлива, кг/т Гкал	Топливная составляющая, руб/Гкал	Прояв. себест., руб/Гкал	Стоимость расч., руб/Гкал	Энергосбер. меро-приятия (ЭСМ)	Кап. вложения в ЭСМ, тыс. руб	Энергоэффектив-ность ЭСМ, %	Срок окупае-мости, лет
1																								
Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская	2020	природный газ	--	345,77	--	0,77	2129,92	0,79	2	88	1	29,14	0,53	0,13	2-трубная	0,54	162,34	614,63	1295,85	1369,39	табл. 5	9916,64	54,80	6,56
Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская	2030	природный газ	--	538,86	--	1,20	3319,36	1,22	2	88	3	38,70	0,76	0,13	2-трубная	0,35	162,34	614,63	1272,33	1341,51	табл. 5	13695,37	58,00	5,69
Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская	2030	природный газ	--	345,77	--	0,77	2129,92	0,79	2	88	1	29,14	0,53	0,13	2-трубная	0,54	162,34	614,63	1295,85	1369,39	табл. 5	9916,64	54,80	6,56
Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская	2030	природный газ	--	422,10	--	0,94	2600,16	0,96	2	88	1	22,04	0,59	0,13	2-трубная	0,44	162,34	614,63	1271,08	1341,73	табл. 5	11855,34	58,00	6,23
Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская	2030	природный газ	--	763,38	--	1,70	4702,42	1,72	2	88	3	71,87	0,95	0,22	2-трубная	0,41	162,34	614,63	1263,87	1333,19	табл. 5	16283,24	59,00	4,83
Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская	2030	природный газ	--	493,95	--	1,10	3042,75	1,12	2	88	3	38,70	0,72	0,10	2-трубная	0,29	162,34	614,63	1283,85	1352,94	табл. 5	13072,33	56,70	5,98
Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская	2020	природный газ	--	157,17	--	0,35	968,15	0,36	2	88	1	14,22	0,36		2-трубная		162,34	614,63	1315,81	1384,69	табл. 5	4351,53	53,10	6,47
Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская	2030	природный газ	--	1077,71	--	2,40	6638,72	2,43	2	88	3	80,56	1,23	0,28	2-трубная	0,42	162,34	614,63	1231,19	1298,60	табл. 5	19199,16	63,20	3,97
Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская	2030	природный газ	--	628,67	--	1,40	3872,58	1,41	2	88	3	51,16	0,83	0,28	2-трубная	0,64	162,34	614,63	1266,35	1338,89	табл. 5	15414,07	58,30	5,50









Глава 1. часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

а) Описание динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.

Рост тарифов на теплоснабжение в течение 2000-х гг., постоянно превышавший темпы роста индекса потребительских цен, отчасти компенсировался для населения высокими темпами увеличения номинальных и реальных доходов. Но в условиях ожидаемого в ближайшие годы роста экономики ежегодными темпами 4-5% продолжение столь же быстрого увеличения тарифов явно чревато неблагоприятными социальными последствиями.

Тарифы на теплоснабжение, являясь самостоятельным и значительным компонентом роста общего уровня цен, могут также сами по себе сыграть роль фактора макроэкономической нестабильности, препятствуя снижению инфляции до приемлемых уровней.

Правительство утвердило динамику стоимости услуг естественных монополий:

Тариф на тепло – 2012 год	4,8 %
2013 год	11 %
2014 год	9,5-11 %

При этом у энергокомпаний есть возможность превышения установленных планок роста, если имеется необходимость в инвестировании.

В документах министерства экономического развития указаны меры, которые позволят достичь планируемой динамики роста энерготарифов. В частности, необходимая валовая выручка для каждой конкретной теплосетевой компании должна увеличиваться на величину не более:

- 12 % в 2012 г.;
- 10 % в 2013 г.;
- 10 % в 2014 году.

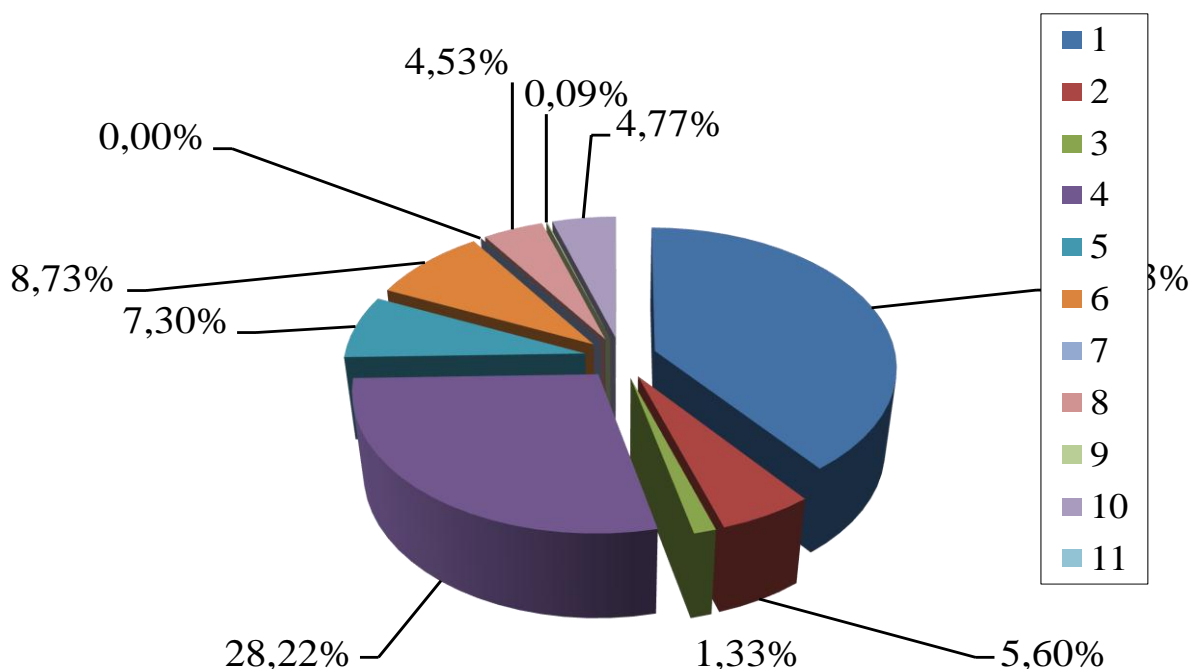


Региональные власти могут устанавливать и более высокие тарифы, если существует критическая потребность в инвестициях. В то же время видно, что динамика тарифов на тепло ниже роста цен на газ, что создаёт жёсткие условия для работы теплосетевых компаний.



б) Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла по группе котельных (усреднённая)



1. топливо 39,43 %
2. эл. энергия 5,6 %
3. вода, канализация, ХВО 1,33 %
4. ФОТ + отчисления 28,22 %
5. содержание 7,3 %
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы 8,73 %
7. плата за выбросы вредных веществ 0,003 %
8. рентабельность 4,53 %
9. налоги (прочее) 0,09 %
10. потери в сетях 4,77 %

Тариф расчетный по группе котельных : 1558,66 руб/Гкал без учета НДС

Более подробно по каждой котельной:



Существующие котельные:

Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 31,8%
2. эл. энергия - 10,69%
3. вода, канализация, ХВО - 1,22%
4. ФОТ + отчисления - 23,29%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 7,83%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,74%
9. налоги (прочее) - 0,09%
10. потери в сетях - 21,34%

Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 30,66%
2. эл. энергия - 8,03%
3. вода, канализация, ХВО - 1,2%
4. ФОТ + отчисления - 24,09%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 7,36%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,57%
9. налоги (прочее) - 0,06%
10. потери в сетях - 25,03%



Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 39,83%
2. эл. энергия - 5,97%
3. вода, канализация, ХВО - 1,46%
4. ФОТ + отчисления - 28,33%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,16%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,24%
9. налоги (прочее) - 0,11%
10. потери в сетях - 10,9%

Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 26,33%
2. эл. энергия - 22,15%
3. вода, канализация, ХВО - 1,67%
4. ФОТ + отчисления - 20,68%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 6,82%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,88%
9. налоги (прочее) - 0,2%
10. потери в сетях - 18,25%



Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 38,17%
2. эл. энергия - 4,5%
3. вода, канализация, ХВО - 1,41%
4. ФОТ + отчисления - 29,98%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,11%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,16%
9. налоги (прочее) - 0,06%
10. потери в сетях - 12,61%

Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 30,64%
2. эл. энергия - 7,09%
3. вода, канализация, ХВО - 1,03%
4. ФОТ + отчисления - 22,88%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 7,35%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,45%
9. налоги (прочее) - 0,04%
10. потери в сетях - 27,51%



Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 33,7%
2. эл. энергия - 5,25%
3. вода, канализация, ХВО - 1,01%
4. ФОТ + отчисления - 24,52%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 7,62%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,61%
9. налоги (прочее) - 0,03%
10. потери в сетях - 24,26%

Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 35,94%
2. эл. энергия - 6,14%
3. вода, канализация, ХВО - 1,1%
4. ФОТ + отчисления - 26,41%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,32%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,9%
9. налоги (прочее) - 0,03%
10. потери в сетях - 18,16%



Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская уул Советская 54

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 27,15%
2. эл. энергия - 9,39%
3. вода, канализация, ХВО - 0,95%
4. ФОТ + отчисления - 20,19%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 6,21%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,19%
9. налоги (прочее) - 0,05%
10. потери в сетях - 32,87%

Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 34,8%
2. эл. энергия - 7,53%
3. вода, канализация, ХВО - 1,02%
4. ФОТ + отчисления - 24,72%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 7,83%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,79%
9. налоги (прочее) - 0,03%
10. потери в сетях - 20,28%



Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградска

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 33,87%
2. эл. энергия - 7,02%
3. вода, канализация, ХВО - 1,63%
4. ФОТ + отчисления - 26,61%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,81%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,9%
9. налоги (прочее) - 0,15%
10. потери в сетях - 18,01%

Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольск:

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 28,97%
2. эл. энергия - 15,48%
3. вода, канализация, ХВО - 2,27%
4. ФОТ + отчисления - 22,75%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 6,87%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,82%
9. налоги (прочее) - 0,31%
10. потери в сетях - 19,53%



Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 24,69%
2. эл. энергия - 16,45%
3. вода, канализация, ХВО - 1,57%
4. ФОТ + отчисления - 17,47%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 5,36%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,28%
9. налоги (прочее) - 0,21%
10. потери в сетях - 30,99%

Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 32,9%
2. эл. энергия - 9,23%
3. вода, канализация, ХВО - 4,61%
4. ФОТ + отчисления - 25,65%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,39%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,04%
9. налоги (прочее) - 0,76%
10. потери в сетях - 14,42%



Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Совет

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 27,43%
2. эл. энергия - 7,8%
3. вода, канализация, ХВО - 2,54%
4. ФОТ + отчисления - 21,55%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 6,48%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 3,29%
9. налоги (прочее) - 0,38%
10. потери в сетях - 30,54%

Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 39,28%
2. эл. энергия - 6,84%
3. вода, канализация, ХВО - 3,81%
4. ФОТ + отчисления - 30,86%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,85%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,53%
9. налоги (прочее) - 0,57%
10. потери в сетях - 4,25%



Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 41,57%
2. эл. энергия - 6,3%
3. вода, канализация, ХВО - 2,98%
4. ФОТ + отчисления - 32,66%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 10,01%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,68%
9. налоги (прочее) - 0,39%
10. потери в сетях - 1,41%

Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 41,75%
2. эл. энергия - 6,69%
3. вода, канализация, ХВО - 2,76%
4. ФОТ + отчисления - 30,55%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,37%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,56%
9. налоги (прочее) - 0,36%
10. потери в сетях - 3,95%



Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 38,65%
2. эл. энергия - 6,2%
3. вода, канализация, ХВО - 2,56%
4. ФОТ + отчисления - 28,28%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,67%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,22%
9. налоги (прочее) - 0,34%
10. потери в сетях - 11,09%

Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 44,59%
2. эл. энергия - 6,48%
3. вода, канализация, ХВО - 2,63%
4. ФОТ + отчисления - 29,59%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,07%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,62%
9. налоги (прочее) - 0,35%
10. потери в сетях - 2,66%



Перспективное положение существующих и проектируемых котельных:

Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 32,06%
2. эл. энергия - 7,45%
3. вода, канализация, ХВО - 1,37%
4. ФОТ + отчисления - 26,22%
5. содержание - 10,42%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,81%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,32%
9. налоги (прочее) - 0,1%
10. потери в сетях - 9,24%

Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 30,44%
2. эл. энергия - 8,9%
3. вода, канализация, ХВО - 1,33%
4. ФОТ + отчисления - 26,7%
5. содержание - 8,92%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,16%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,22%
9. налоги (прочее) - 0,07%
10. потери в сетях - 11,26%



Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 36,24%
2. эл. энергия - 6,06%
3. вода, канализация, ХВО - 1,49%
4. ФОТ + отчисления - 28,78%
5. содержание - 11%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,31%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,64%
9. налоги (прочее) - 0,11%
10. потери в сетях - 2,37%

Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 29,53%
2. эл. энергия - 8,17%
3. вода, канализация, ХВО - 2,09%
4. ФОТ + отчисления - 25,9%
5. содержание - 10,66%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,54%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,24%
9. налоги (прочее) - 0,25%
10. потери в сетях - 10,62%



Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 34,16%
2. эл. энергия - 4,5%
3. вода, канализация, ХВО - 1,41%
4. ФОТ + отчисления - 29,96%
5. содержание - 8,88%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,1%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,4%
9. налоги (прочее) - 0,06%
10. потери в сетях - 7,53%

Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 35,25%
2. эл. энергия - 4,69%
3. вода, канализация, ХВО - 1,33%
4. ФОТ + отчисления - 29,4%
5. содержание - 8,41%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,45%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,43%
9. налоги (прочее) - 0,06%
10. потери в сетях - 6,99%



Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 36,4%
2. эл. энергия - 5,73%
3. вода, канализация, ХВО - 1,22%
4. ФОТ + отчисления - 29,57%
5. содержание - 6,72%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,2%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,44%
9. налоги (прочее) - 0,04%
10. потери в сетях - 6,69%

Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 38,59%
2. эл. энергия - 6,47%
3. вода, канализация, ХВО - 1,32%
4. ФОТ + отчисления - 31,67%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,98%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,4%
9. налоги (прочее) - 0,04%
10. потери в сетях - 7,53%



Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 32,68%
2. эл. энергия - 5,26%
3. вода, канализация, ХВО - 1,23%
4. ФОТ + отчисления - 26,3%
5. содержание - 8,16%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,08%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,09%
9. налоги (прочее) - 0,06%
10. потери в сетях - 14,13%

Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 36,08%
2. эл. энергия - 7,98%
3. вода, канализация, ХВО - 1,18%
4. ФОТ + отчисления - 28,63%
5. содержание - 6,62%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,06%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,48%
9. налоги (прочее) - 0,04%
10. потери в сетях - 5,93%



Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградска

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 32,61%
2. эл. энергия - 7,04%
3. вода, канализация, ХВО - 1,76%
4. ФОТ + отчисления - 28,61%
5. содержание - 11,34%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,47%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,54%
9. налоги (прочее) - 0,16%
10. потери в сетях - 4,47%

Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольск:

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 31,59%
2. эл. энергия - 8,37%
3. вода, канализация, ХВО - 2,77%
4. ФОТ + отчисления - 27,71%
5. содержание - 10,78%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,37%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,48%
9. налоги (прочее) - 0,38%
10. потери в сетях - 5,56%



Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 30,78%
2. эл. энергия - 12,24%
3. вода, канализация, ХВО - 2,19%
4. ФОТ + отчисления - 24,32%
5. содержание - 9,52%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 7,46%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,33%
9. налоги (прочее) - 0,29%
10. потери в сетях - 8,87%

Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 32,16%
2. эл. энергия - 9,37%
3. вода, канализация, ХВО - 4,68%
4. ФОТ + отчисления - 26,04%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,52%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,04%
9. налоги (прочее) - 0,78%
10. потери в сетях - 14,42%



Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Совет

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 33,97%
2. эл. энергия - 8,38%
3. вода, канализация, ХВО - 3,51%
4. ФОТ + отчисления - 29,8%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,96%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,23%
9. налоги (прочее) - 0,52%
10. потери в сетях - 10,63%

Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 36,84%
2. эл. энергия - 7,16%
3. вода, канализация, ХВО - 3,99%
4. ФОТ + отчисления - 32,31%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 10,32%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,53%
9. налоги (прочее) - 0,6%
10. потери в сетях - 4,25%



Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 39,04%
2. эл. энергия - 6,6%
3. вода, канализация, ХВО - 3,13%
4. ФОТ + отчисления - 34,24%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 10,5%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,68%
9. налоги (прочее) - 0,41%
10. потери в сетях - 1,41%

Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 39,26%
2. эл. энергия - 7,03%
3. вода, канализация, ХВО - 2,9%
4. ФОТ + отчисления - 32,08%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,84%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,56%
9. налоги (прочее) - 0,38%
10. потери в сетях - 3,95%



Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 36,34%
2. эл. энергия - 6,51%
3. вода, канализация, ХВО - 2,68%
4. ФОТ + отчисления - 29,7%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,1%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,22%
9. налоги (прочее) - 0,35%
10. потери в сетях - 11,09%

Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 42,04%
2. эл. энергия - 6,83%
3. вода, канализация, ХВО - 2,77%
4. ФОТ + отчисления - 31,16%
5. содержание (нет данных) - 0%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 9,55%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
8. рентабельность - 4,62%
9. налоги (прочее) - 0,37%
10. потери в сетях - 2,66%



Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 44,88%
2. эл. энергия - 4,31%
3. вода, канализация, ХВО - 1,15%
4. ФОТ + отчисления - 26,57%
5. содержание - 9,6%
6. пусковые, цеховые,
общехозяйственные расходы - 8,11%
7. плата за выбросы вредных веществ -
0,003%
8. рентабельность - 4,73%
9. налоги (прочее) - 0,1%
10. потери в сетях - 0,54%

Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 45,82%
2. эл. энергия - 3,75%
3. вода, канализация, ХВО - 1,07%
4. ФОТ + отчисления - 27,12%
5. содержание - 8,88%
6. пусковые, цеховые,
общехозяйственные расходы - 8,2%
7. плата за выбросы вредных веществ -
0,003%
8. рентабельность - 4,74%
9. налоги (прочее) - 0,07%
10. потери в сетях - 0,35%



Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 44,88%
2. эл. энергия - 4,31%
3. вода, канализация, ХВО - 1,15%
4. ФОТ + отчисления - 26,57%
5. содержание - 9,6%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,11%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,73%
9. налоги (прочее) - 0,1%
10. потери в сетях - 0,54%

Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 45,81%
2. эл. энергия - 2,72%
3. вода, канализация, ХВО - 1,08%
4. ФОТ + отчисления - 27,12%
5. содержание - 9,74%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,26%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,74%
9. налоги (прочее) - 0,09%
10. потери в сетях - 0,44%



Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 46,1%
2. эл. энергия - 4,94%
3. вода, канализация, ХВО - 0,96%
4. ФОТ + отчисления - 27,29%
5. содержание - 7,3%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,2%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,74%
9. налоги (прочее) - 0,05%
10. потери в сетях - 0,41%

Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 45,43%
2. эл. энергия - 4,05%
3. вода, канализация, ХВО - 1,11%
4. ФОТ + отчисления - 26,89%
5. содержание - 9,29%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,12%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,74%
9. налоги (прочее) - 0,07%
10. потери в сетях - 0,29%



Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 44,39%
2. эл. энергия - 4,57%
3. вода, канализация, ХВО - 1,71%
4. ФОТ + отчисления - 26,28%
5. содержание - 10,02%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,06%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,75%
9. налоги (прочее) - 0,22%
10. потери в сетях - 0%

Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 47,33%
2. эл. энергия - 4,03%
3. вода, канализация, ХВО - 0,9%
4. ФОТ + отчисления - 28,02%
5. содержание - 6,12%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,41%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,74%
9. налоги (прочее) - 0,03%
10. потери в сетях - 0,42%



Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла

1. топливо - 45,91%
2. эл. энергия - 4,25%
3. вода, канализация, ХВО - 1,01%
4. ФОТ + отчисления - 27,18%
5. содержание - 8,1%
6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,13%
7. плата за выбросы вредных веществ - 0,003%
8. рентабельность - 4,73%
9. налоги (прочее) - 0,06%
10. потери в сетях - 0,63%



в) Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.

Плата за подключение к системе теплоснабжения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения (далее также - плата за подключение);

Органы местного самоуправления поселений, городских округов могут наделяться законом субъекта Российской Федерации полномочиями на государственное регулирование цен (тарифов) на тепловую энергию, в частности платы за подключение к системе теплоснабжения.

Подключение - совокупность организационных и технических действий, дающих возможность подключаемому объекту потреблять тепловую энергию из системы теплоснабжения, обеспечивать передачу тепловой энергии по смежным тепловым сетям или выдавать тепловую энергию, производимую на источнике тепловой энергии, в систему теплоснабжения.

Подключение к системам теплоснабжения осуществляется на основании договора о подключении к системам теплоснабжения.

По договору о подключении исполнитель обязуется осуществить подключение, а заявитель обязуется выполнить действия по подготовке объекта к подключению и оплатить услуги по подключению.

Основанием для заключения договора о подключении является подача заявителем заявки на подключение к системе теплоснабжения в случаях:



Решения существующей проблемы с определением платы за подключение к тепловым сетям на период до принятия соответствующих нормативных правовых актов к ФЗ №190 возможно путем обращения в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов), которые наделены полномочиями по установлению платы за подключение к системе теплоснабжения (Ст. 7 ч.3 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»). Отсутствие основ ценообразования в сфере теплоснабжения и правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, а также методических указаний по расчету соответствующих тарифов не может служить основанием для отказа в установлении платы за подключение к системе теплоснабжения.

Плата за подключение может быть осуществлена как на основе фиксированного размера платежа на определенный срок, так и с подготовкой по каждому отдельному объекту капитального строительства индивидуальной программы, составлением сметы затрат на создание тепловых сетей, мероприятий по увеличению мощности и пропускной способности сети для дальнейшего согласования и утверждения тарифа на подключение к системе теплоснабжения в индивидуальном порядке с заявителем в органе регулирования субъекта РФ.



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

Потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности и оплачивают указанные услуги по регулируемым ценам (тарифам) или по ценам, определяемым соглашением сторон договора.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством РФ, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.

Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.



Глава 1. часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения

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

Основных существующих технических и технологических проблем несколько:

Это выработавшее свой ресурс оборудование на источниках тепла, и участившиеся аварии на наружных тепловых сетях.

Основная масса трубопроводов тепловых сетей смонтирована из обычных стальных труб, положенных в бетонный канал. В качестве теплоизоляционных материалов трубы в каналах используются, как правило, волокнистые материалы и в этом главная причина катастрофического состояния сетей. Срок службы магистральных сетей составляет 12 -15 лет, сетей ГВС 3 -5 лет. При износе теплосетей более 60% количество аварий лавинообразно возрастает. Утечки и неучтенные расходы воды в системах теплоснабжения составляют 15 – 20% от всей подачи воды, а тепловые потери доходят до 50 %. Увлажнение тепловой изоляции грунтовыми водами активизирует процессы коррозии, как электрохимической, так и чисто химической.

Трубопроводы тепловой сети, выполненные надземным способом в традиционной изоляции из волокнистых материалов, имеют повышенные потери тепла из-за разрушения изоляционного слоя от атмосферных и механических воздействий.

Наблюдается гидравлическая разрегулировка тепловых сетей, независимо от тепловой мощности котельных. Отсутствие производства наладочных работ на тепловых сетях является причиной перетоков у одних потребителей и непрогревов у других, при этом на источниках тепловой энергии наблюдается значительный перерасход топлива, до 30%.



Наладка тепловой сети является ключевым фактором в обеспечении надежного функционирования системы «источник тепла - тепловая сеть - потребитель». От состояния и работы тепловой сети во многом зависит работа системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей тепла.

Массовое внедрение наладочных работ на тепловых сетях позволит снизить расход топлива на источниках тепла. Метод и способ производства наладочных работ описан в отраслевом стандарте 34-588-68 «Режимная наладка».

Нарушение гидравлического режима тепловой сети часто вызвано неквалифицированным вмешательством в работу тепловых вводов зданий. В результате наладочных работ оптимизируются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения.

Обеспечение расчетного расхода теплоносителя у потребителей позволяет снизить общее количество циркулирующей в системе теплоснабжения воды, что благоприятно сказывается на работе всей системы. Появляется возможность повысить температуру воды на выходе из котлов в соответствии с расчетным температурным графиком. Снижается гидравлическое сопротивление тепловой сети, при этом увеличивается располагаемый напор на выводе из источника тепла, что позволяет при необходимости без увеличения мощности теплоисточника присоединить к нему дополнительных потребителей. Эксплуатируется минимально необходимое количество насосов, уменьшаются утечки из теплосетей.

В соответствии с ПБ 12-529-03 «Правила безопасности системы газопотребления и газораспределения» режимно-наладочные испытания на газовых котлах должны проводиться не реже 1 раза в 2 года.

Регулировкой газогорелок, автоматики, системы

ООО «Проектный Институт Территориального Планирования»



химводоподготовки и другого оборудования котельная настраивается на режим, имеющий максимальный коэффициент полезного действия и рационального использования энергоресурсов. Благодаря этому сокращаются издержки на топливо, электроэнергию, химические реагенты и воду.



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

Основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения поселения - это техническое состояние теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей. Высокая степень износа основного оборудования и недостаточное финансирование теплогенерирующих предприятий не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Системы теплоснабжения переживают тяжелейший кризис. Это выработавшее свой ресурс оборудование на источниках тепла, участвовавшие аварии на наружных тепловых сетях. Причина этого во многом кроется в экономическом и энергетическом кризисе. 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.

Наладка тепловой сети является ключевым фактором в обеспечении надежного функционирования системы «источник тепла - тепловая сеть - потребитель». От состояния и работы тепловой сети во многом зависит работа системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей тепла.

В части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей. Перемычек, как правило, нет. Расстояние между источниками тепловой энергии в основном превышает радиусы эффективного теплоснабжения, что делает строительство перемычек экономически нецелесообразным.



Узлы ввода теплопроводов в здания зачастую доступны для посторонних лиц, что приводит к неквалифицированному вмешательству в работу тепловой сети.

Система теплоснабжения представляет собой энергетический комплекс, состоящий из источника тепла с котельными агрегатами, насосным и прочим оборудованием, разводящих магистральных и внутриквартальных наружных тепловых сетей и внутренних систем теплопотребления зданий. Все это представляет собой единый организм. Если в каком-то из звеньев системы неполадка, то "болеет" вся система. Поэтому и "лечить", т. е. налаживать (регулировать) необходимо именно систему. В системе теплоснабжения расход теплоносителя и располагаемый напор тепловой сети, обеспечиваемый насосами на источнике тепла, есть взаимозависимые величины.



в) 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. Утечки и неучтенные расходы воды в системах теплоснабжения доходят до 15-20 % от всей подачи воды, а тепловые потери доходят до 50 %. Приведение состояния тепловой изоляции трубопроводов до требования СНиП 2.04.14-88 и приказа Минэнерго №325 позволит увеличить поставку тепла потребителям. Капитальный ремонт теплотрасс в непроходных каналах рекомендуется выполнять с заменой трубопроводов на предизолированные в заводских условиях.



г) Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.

Ввиду работы всех источников теплоснабжения на природном газе, основной проблемой надежного снабжения топливом является некоторое снижение давления в газопроводах 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



д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.

Сведений о предписаниях надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на надёжность и безопасность системы теплоснабжения нет.



Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

а) Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

Котельные Муниципального Образования Павловское СП обеспечивают 24,87464 Гкал/час тепла на цели теплоснабжения. В том числе:

	Вырабатываемая мощность с учётом потерь	Подсоседняя мощность
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	0,86	0,76
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	1,20	1,17
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	1,03	0,79
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	1,20	0,31
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	2,06	1,43
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	2,41	1,59
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	3,10	2,30
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	3,10	2,27
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	1,63	1,33
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	3,35	2,26
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	0,95	0,54
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	1,20	0,22
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	1,03	0,25
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,11	0,10
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	0,34	0,17
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,26	0,16
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	0,26	0,25
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	0,26	0,25
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	0,26	0,25
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	0,26	0,25



Существующая индивидуальная одно- и двухэтажная застройка обеспечивается теплом от индивидуальных твердотопливных, жидкотопливных и газовых котлов.

Общий уровень потребления тепла на цели теплоснабжения муниципального образования Павловское СП (без учёта теплопотребления станиц и поселков) составляет максимально 16,65 Гкал/час

Теплоснабжение города Горячего Ключа в настоящее время осуществляется от 20 котельных, которые отапливают административные здания, детские сады, школы, жилые дома и объекты санаторно-курортного назначения.



	Котельная 1(№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	Котельная 2(№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	Котельная 3(№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	Котельная 4(№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	Котельная 5(№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	Котельная 6(№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	Котельная 7(№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	Котельная 8(№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	Котельная 9(№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	Котельная 10(№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинин 7/1	Котельная 11(№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	Котельная 12(№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч (с учетом собств. нужд котельной)	0,84	1,18	1,01	1,20	2,03	2,37	3,04	3,04	1,60	3,30	0,93	1,20
Собственные нужды котельной, Гкал/ч Q тепл. нагрузки)	0,02	0,03	0,02	0,01	0,03	0,04	0,05	0,05	0,03	0,05	0,01	0,01
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,86	1,20	1,03	1,20	2,06	2,41	3,10	3,10	1,63	3,35	0,95	1,20
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,70	1,17	0,70	0,31	1,43	1,50	2,10	2,10	1,20	2,00	0,54	0,22
ГВС через ИТП, Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч	0,06		0,09			0,09	0,20	0,17	0,13	0,26		
вентиляционная, Гкал/ч												
Перспект. тепловые нагрузки котельной : (в т.ч. сущ.)	0,70	1,17	0,70	0,31	1,43	1,50	2,10	2,10	1,20	2,00	0,54	0,22
ГВС через ИТП, Гкал/ч	0,06		0,09			0,09	0,20	0,17	0,13	0,26		
централиз. ГВС, Гкал/ч												
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	1,52	2,18	1,63	0,58	2,67	3,12	4,64	4,53	2,71	4,66	1,01	0,41
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/год	1,49	2,14	1,59	0,57	2,61	3,05	4,53	4,43	2,65	4,56	0,99	0,40
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1769,25	1814,10	1578,44	480,66	1293,38	1296,68	1497,50	1462,82	1655,78	1390,69	1065,62	341,11
Годовой расход топлива :	241,36	346,47	258,40	91,80	423,47	495,31	735,45	718,41	415,98	739,91	159,91	65,15
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	81,44	91,06	38,85	77,54	50,16	115,04	115,04	123,15	144,44	160,66	33,26	34,95
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	53,52	41,69	23,85	133,98	18,79	36,84	24,81	27,19	53,39	34,44	32,99	85,10
Установленная мощность токоприемников, кВт	26,00	22,50	15,50	22,50	17,00	30,00	30,00	32,00	33,50	37,50	9,50	12,00
Годовой расход воды, тыс. м3	5,52	1,25	7,88	0,48	1,47	8,60	17,74	15,38	11,50	22,38	0,67	0,40
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,56	0,57	0,54	0,83	0,55	0,51	0,47	0,48	0,51	0,46	0,66	0,98
Кoeffициент полезного действия котлов	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,81	0,79	0,79	0,79
Численность персонала, чел	1,00	3,00	1,00	1,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	1,00	1,00
Себестоимость 1 Гкал отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1615,12	1596,95	1460,39	2024,36	1495,66	1545,60	1468,58	1488,07	1565,46	1497,00	1579,44	1809,03
Топливная составляющая, руб/Гкал	686,39	686,39	686,39	686,39	686,39	686,39	686,39	686,39	665,28	686,39	686,39	686,39
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	1615,12	1596,95	1460,39	2024,36	1495,66	1545,60	1468,58	1488,07	1565,46	1497,00	1579,44	1809,03
Режим работы котельной, дней в году	350,00	169,00	350,00	169,00	169,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	169,00	169,00



	Котельная 13(№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	Котельная 14(№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	Котельная 15(№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	Котельная 16(№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	Котельная 17(№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	Котельная 18(№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	Котельная 19(№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	Котельная 20(№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1				
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч												
(с учетом собств. нужд котельной)	1,03	0,10	0,34	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25				
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01				
Q тепл. нагрузки)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02				
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	1,03	0,11	0,34	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26				
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,22	0,09	0,17	0,16	0,25	0,23	0,23	0,20				
ГВС через ИТП, Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч	0,03	0,01				0,02	0,02	0,05				
вентиляционная, Гкал/ч												
Перспект. тепловые нагрузки котельной :	0,22	0,09	0,17	0,16	0,25	0,23	0,23	0,20				
(в т.ч. сущ.)												
ГВС через ИТП, Гкал/ч	0,03	0,01				0,02	0,02	0,05				
централиз. ГВС, Гкал/ч												
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	0,52	0,20	0,32	0,30	0,47	0,50	0,50	0,55				
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/год	0,51	0,20	0,31	0,29	0,46	0,49	0,49	0,54				
Годовое число часов использования установ. мощности, час	502,03	1911,21	922,55	1157,71	1808,93	1941,72	1941,72	2140,90				
Годовой расход топлива :	82,18	29,83	50,34	47,38	74,03	79,47	79,47	87,62				
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,18	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18				
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	54,96	8,40	14,37	8,28	11,26	12,79	12,79	12,79				
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	106,09	41,21	45,26	27,72	24,12	25,53	25,53	23,16				
Установленная мощность токоприемников, кВт	14,50	2,00	4,50	3,00	3,50	3,50	3,50	3,50				
Годовой расход воды, тыс. м3	2,76	1,08	0,36	0,35	0,43	1,98	1,98	4,32				
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,82	1,50	1,14	1,18	0,92	0,85	0,85	0,77				
Кэффициент полезного действия котлов	0,79	0,85	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79				
Численность персонала, чел	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00				
Себестоимость 1 Гкал отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1821,92	1555,06	1646,27	1583,83	1544,04	1498,13	1498,13	1421,98				
Топливная составляющая, руб/Гкал	686,39	633,34	686,39	686,39	686,39	686,39	686,39	686,39				
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	1821,92	1555,06	1646,27	1583,83	1544,04	1498,13	1498,13	1421,98				
Режим работы котельной, дней в году	350,00	350,00	169,00	169,00	169,00	350,00	350,00	350,00				



б) Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.

Площадь строительных фондов, предусмотренных под развитие системы культурно-бытового обслуживания, строительство жилых зданий и иных объектов, не требующих устройства санитарно-защитных зон, определяется в соответствии с прогнозной численностью населения.

Увеличение строительных фондов в существующих зонах теплоснабжения от существующих котельных несущественно. Основное изменение строительных фондов будет происходить за счёт перспективного жилищного строительства, которое рассчитано на обеспечение нового населения, а также существующего населения города, проживающего в радиусах санитарно-защитных зон производственных объектов.

Проектируемая жилая застройка муниципального образования представлена индивидуальным жилым фондом с приусадебными участками с предельными размерами, устанавливаемыми администрацией городского округа, а также малоэтажными и среднеэтажными многоквартирными жилыми домами



в) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления.

К настоящему времени имеются достаточные методические наработки по проведению оценки и реализации потенциала энергосбережения в системах жилищно-коммунального хозяйства, что позволит ввести в строй дополнительные квадратные метры новостроек без дополнительных источников тепла.

В общем случае на величину удельных расходов тепловой энергии конкретного здания оказывает влияние большое количество факторов, оценить которые возможно при проведении полного энергомониторинга. Но полный энергомониторинг – дорогостоящее мероприятие, требующее продолжительного времени.

Величину удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в сложившихся и давно эксплуатируемых системах теплоснабжения изменить на значительную величину не представляется возможным, даже при значительных капитальных вложениях.

В перспективных зонах теплоснабжения мероприятия по минимизации удельных расходов должны быть разработаны на стадии проектных решений.



	Котельная 1(№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	Котельная 2(№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	Котельная 3(№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	Котельная 4(№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	Котельная 5(№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	Котельная 6(№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	Котельная 7(№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	Котельная 8(№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	Котельная 9(№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	Котельная 10(№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	Котельная 11(№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	Котельная 12(№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч												
(с учетом собств. нужд котельной)	0,84	1,18	0,84	0,34	1,43	1,68	2,36	2,36	1,35	2,36	0,59	0,22
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,02	0,03	0,02	0,01	0,03	0,04	0,05	0,05	0,03	0,05	0,01	0,01
Q тепл. нагрузки)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,86	1,20	0,86	0,34	1,46	1,72	2,41	2,41	1,38	2,41	0,60	0,22
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,70	1,17	0,70	0,31	1,43	1,50	2,10	2,10	1,20	2,00	0,54	0,22
ГВС через ИТП, Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч	0,06		0,09			0,09	0,20	0,17	0,13	0,26		
вентиляционная, Гкал/ч												
Перспект. тепловые нагрузки котельной :	0,70	1,17	0,70	0,31	1,43	1,50	2,10	2,10	1,20	2,00	0,54	0,22
(в т.ч. сущ.)												
ГВС через ИТП, Гкал/ч	0,06		0,09			0,09	0,20	0,17	0,13	0,26		
централиз. ГВС, Гкал/ч												
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	1,52	2,18	1,63	0,58	2,67	3,12	4,64	4,53	2,71	4,66	1,01	0,41
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/год	1,49	2,14	1,59	0,57	2,61	3,05	4,53	4,43	2,65	4,56	0,99	0,40
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1769,25	1814,10	1894,13	1682,30	1825,95	1815,35	1925,36	1880,76	1966,24	1937,03	1674,55	1836,76
Годовой расход топлива :	216,13	310,25	231,39	82,20	379,20	443,52	658,56	643,31	384,31	662,55	143,19	58,34
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	50,45	91,06	38,85	22,83	50,16	59,24	104,06	108,26	62,15	147,17	31,02	15,53
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	33,16	41,69	23,85	39,45	18,79	18,97	22,45	23,91	22,97	31,55	30,77	37,81
Установленная мощность токоприемников, кВт	9,00	22,50	15,50	6,00	17,00	16,00	20,50	21,00	13,50	27,50	8,50	4,00
Годовой расход воды, тыс. м3	5,52	1,25	7,88	0,48	1,47	8,60	17,74	15,38	11,50	22,38	0,67	0,40
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,56	0,57	0,54	0,83	0,55	0,51	0,47	0,48	0,51	0,46	0,66	0,98
Коэффициент полезного действия котлов	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Численность персонала, чел	1,00	3,00	1,00	1,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	1,00	1,00
Себестоимость 1 Гкал отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1655,34	1705,31	1575,23	1767,00	1583,66	1543,38	1500,04	1402,14	1537,28	1525,51	1711,90	1743,29
Топливная составляющая, руб/Гкал	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	3129,25	3324,92	2646,44	3201,79	2624,02	2754,04	2642,84	1726,97	3166,79	2553,05	3160,71	3226,54
Режим работы котельной, дней в году	350,00	169,00	350,00	169,00	169,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	169,00	169,00



	Котельная 13(№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	Котельная 14(№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	Котельная 15(№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	Котельная 16(№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	Котельная 17(№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	Котельная 18(№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	Котельная 19(№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	Котельная 20(№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	Котельная 21(1п) Павловское СП ст Павловская	Котельная 22(РОК 1) Павловское СП ст Павловская	Котельная 23(РОК 2) Павловское СП ст Павловская	Котельная 24(РОК 3) Павловское СП ст Павловская
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч												
(с учетом собств. нужд котельной)	0,25	0,11	0,17	0,17	0,25	0,25	0,25	0,25	0,77	1,19	0,77	0,94
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,02	0,02
Q тепл. нагрузки)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,26	0,11	0,17	0,17	0,26	0,26	0,26	0,26	0,79	1,22	0,79	0,96
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,22	0,09	0,17	0,16	0,25	0,23	0,23	0,20	0,17	0,27	0,17	0,21
ГВС через ИТП, Гкал/ч									0,40	0,63	0,40	0,49
централиз. ГВС, Гкал/ч	0,03	0,01				0,02	0,02	0,05				
вентиляционная, Гкал/ч									0,19	0,30	0,19	0,24
Перспект. тепловые нагрузки котельной :	0,22	0,09	0,17	0,16	0,25	0,23	0,23	0,20	0,17	0,27	0,17	0,21
(в т.ч. сущ.)									0,40	0,63	0,40	0,49
ГВС через ИТП, Гкал/ч	0,03	0,01				0,02	0,02	0,05				
централиз. ГВС, Гкал/ч									0,19	0,30	0,19	0,24
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	0,52	0,20	0,32	0,30	0,47	0,50	0,50	0,55	2,13	3,32	2,13	2,60
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/год	0,51	0,20	0,31	0,29	0,46	0,49	0,49	0,54	2,08	3,25	2,08	2,54
Годовое число часов использования установ. мощности, час	2008,11	1851,48	1845,11	1736,57	1808,93	1941,72	1941,72	2140,90	2692,01	2718,11	2692,01	2699,51
Годовой расход топлива :	73,59	28,72	45,08	42,43	66,29	71,16	71,16	78,46	302,55	471,50	302,55	369,34
Удельный расход топлива : туг/Гкал	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	29,39	8,40	11,17	8,28	11,26	12,79	12,79	12,79	29,14	38,70	29,14	22,04
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	56,72	41,21	35,19	27,72	24,12	25,53	25,53	23,16	13,68	11,66	13,68	8,48
Установленная мощность токоприемников, кВт	5,50	2,00	3,00	3,00	3,50	3,50	3,50	3,50	7,00	9,00	7,00	5,00
Годовой расход воды, тыс. м3	2,76	1,08	0,36	0,35	0,43	1,98	1,98	4,32	0,53	0,76	0,53	0,59
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,82	1,50	1,14	1,18	0,92	0,85	0,85	0,77	0,25	0,23	0,25	0,23
Коэффициент полезного действия котлов	0,88	0,89	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Численность персонала, чел	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	3,00	1,00	1,00
Себестоимость 1 Гкал отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1727,37	1531,49	1531,08	1512,07	1472,28	1426,37	1426,37	1350,22	1295,85	1272,33	1295,85	1271,08
Топливная составляющая, руб/Гкал	614,63	609,78	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	3451,57	1531,49	1531,08	1512,07	1472,28	1426,37	1426,37	1350,22	1887,36	1795,70	1887,36	1849,45
Режим работы котельной, дней в году	350,00	350,00	169,00	169,00	169,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00



	Котельная 25(РОК 4) Павловское СП ст Павловская	Котельная 26(РОК 5) Павловское СП ст Павловская	Котельная 27(2п) Павловское СП ст Павловская	Котельная 28(РОК 6) Павловское СП ст Павловская	Котельная 29(РОК 7) Павловское СП ст Павловская						
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч (с учетом собств. нужд котельной)	1,68	1,09	0,35	2,37	1,38						
Собственные нужды котельной, Гкал/ч (Q тепл. нагрузки)	0,04	0,03	0,01	0,05	0,03						
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	1,72	1,12	0,36	2,43	1,41						
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,38	0,25	0,08	0,54	0,32						
ГВС через ИТП, Гкал/ч	0,89	0,58	0,18	1,26	0,74						
централиз. ГВС, Гкал/ч											
вентиляционная, Гкал/ч	0,43	0,28	0,09	0,60	0,35						
Перспект. тепловые нагрузки котельной : (в т.ч. сущ.)	0,38	0,25	0,08	0,54	0,32						
ГВС через ИТП, Гкал/ч											
централиз. ГВС, Гкал/ч	0,43	0,28	0,09	0,60	0,35						
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	4,70	3,04	0,97	6,64	3,87						
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/год	4,60	2,97	0,95	6,49	3,79						
Годовое число часов использования установ. мощности, час	2733,97	2721,60	2680,36	2737,39	2745,74						
Годовой расход топлива :	667,96	432,21	137,52	943,00	550,08						
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16						
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	71,87	38,70	14,22	80,56	51,16						
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	15,28	12,72	14,69	12,13	13,21						
Установленная мощность токоприемников, кВт	17,00	9,00	3,50	19,00	12,00						
Годовой расход воды, тыс. м3	0,95	0,72	0,36	1,23	0,83						
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,20	0,24	0,37	0,19	0,22						
Коэффициент полезного действия котлов	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88						
Численность персонала, чел	3,00	3,00	1,00	3,00	3,00						
Себестоимость 1 Гкал отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1263,87	1283,85	1315,81	1231,19	1266,35						
Топливная составляющая, руб/Гкал	614,63	614,63	614,63	614,63	614,63						
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	1703,11	1828,82	1886,85	1598,04	1771,24						
Режим работы котельной, дней в году	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00						



г) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.

По котельным, обеспечивающим тепловой энергией технологические процессы, данных нет. Перспективой строительство таких котельных не предусмотрено. Существующие и перспективные котельные тепловую энергию на технологические нужды не отпускают.



д) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предполагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

Наименование	Планируемый	Перспектива до 2020 г.			Перспектива до 2030 г.		
	год внедрения	Отопление Гкал/час	Вентиляция Гкал/час	ГВС Гкал/час	Отопление Гкал/час	Вентиляция Гкал/час	ГВС Гкал/час
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	2020	0,700		0,060	0,700		0,060
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	2020	1,170			1,170		
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	2020	0,700		0,090	0,700		0,090
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	2020	0,310			0,310		
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	2020	1,430			1,430		
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	2020	1,500		0,090	1,500		0,090
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	2020	2,100		0,200	2,100		0,200
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	2020	2,100		0,170	2,100		0,170
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	2020	1,200		0,130	1,200		0,130
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калининна 7/1	2020	2,000		0,260	2,000		0,260
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	2020	0,540			0,540		
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	2020	0,220			0,220		
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	2020	0,220		0,030	0,220		0,030
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	2020	0,090		0,010	0,090		0,010
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	2020	0,170			0,170		
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	2020	0,160			0,160		
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	2020	0,250			0,250		
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	2020	0,230		0,020	0,230		0,020
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	2020	0,230		0,020	0,230		0,020
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	2020	0,200		0,050	0,200		0,050
Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская	2020	0,173	0,193	0,404	0,173	0,193	0,404
Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская	2030				0,270	0,300	0,630
Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская	2030				0,173	0,193	0,404
Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская	2030				0,212	0,235	0,494
Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская	2030				0,383	0,425	0,893
Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская	2030				0,248	0,275	0,578
Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская	2020	0,079	0,088	0,184	0,079	0,088	0,184
Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская	2030				0,540	0,600	1,260
Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская	2030				0,315	0,350	0,735



е) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.

Согласно проекту новые котельные будут обслуживать административные здания, здания общественного назначения, школы, детские сады, культурно-развлекательные центры, спортивные комплексы и объекты коммунального хозяйства. В связи с развитием объектов санаторно-курортного назначения предусматриваются новые котельные на перспективу до 2020 года и на расчетный срок до 2030 г. Отопление проектируемых индивидуальных жилых домов, а также жилых домов малой этажности предусматривается от автоматических газовых отопительных котлов.

Планируемый объем потребления тепловой энергии:

2020 год - 17,77 Гкал/час

2030 год - 27,28 Гкал/час

Планируемый объем вырабатываемой энергии:

2020 год - 18,77 Гкал/час

2030 год - 28,42 Гкал/час



ж) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предполагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

Котельные предприятий, которые выносятся с существующих территорий, подлежат реконструкции. Реконструкция включает замену оборудования и автоматизацию с погодным регулированием. Необходимо переоборудовать имеющиеся паровые котельные с заменой котлов на водогрейные, т.к. нагрузка по пару практически не востребована.

При переносе предприятий вопрос теплоснабжения производственной территории решается на стадии проектирования. Существующие котельные промышленных зон обеспечивают тепловой энергией технологическую и отопительную нагрузку собственно предприятий.

По производственным предприятиям никакой информации по теплопотреблению и теплоисточникам владельцами предприятий не предоставлено.



з) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.

По указанным пунктам прогнозов перспективного потребления тепловой энергии нет.



и) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.

По указанным пунктам прогнозов перспективного потребления тепловой энергии нет.



к) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.

По указанным пунктам прогнозов перспективного потребления тепловой энергии нет.



Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения

В соответствии с "Постановлением от 22 февраля 2012 года № 154 о требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" при разработке схем теплоснабжения поселений, городов с численностью населения от 10 тысяч человек до 100 тысяч человек соблюдение требований, указанных в подпункте "в" пункта 18 и пункте 38 требований к схемам теплоснабжения, не является обязательным. Глава 3 в настоящей СХЕМЕ не рассматривается.



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

а) Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.



Объект	Q _{max} , Гкал/ч	Уст. л/произв., Гкал/ч	Протяж. тепл. сетей, км	Уд. расход топлива, кг/Гкал	Прирост потребления тепловой энергии на нужды ОВ Гкал/год	Прирост потребления тепловой энергии на нужды ГВС Гкал/год	Прирост потребления теплоносителя тыс.м ³	Планируемый год внедрения
1	2	3	3	5	4	7	5	9
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	0,76	0,86	1,36	162,34			-0,05	2020
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	1,17	1,2	2,53	162,34			-0,08	2020
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	0,79	0,86	0,6	162,34			-0,05	2020
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	0,31	0,34	0,55	162,34			-0,02	2020
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	1,43	1,46	1,14	162,34			-0,09	2020
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	1,59	1,72	2,65	162,34			-0,1	2020
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	2,3	2,41	4,71	162,34			-0,15	2020
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	2,27	2,41	2,4	162,34			-0,15	2020
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	1,33	1,38	3,56	162,34			-0,09	2020
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	2,26	2,41	2,94	162,34			-0,15	2020
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	0,54	0,6	0,86	162,34			-0,04	2020
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	0,22	0,22	0,28	162,34			-0,02	2020
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	0,25	0,26	0,79	162,34			-0,02	2020
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,1	0,11	0,42	161,06			-0,01	2020
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	0,17	0,17	0,48	162,34			-0,01	2020
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,16	0,17	0,16	162,34			-0,01	2020
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	0,25	0,26	0,07	162,34			-0,02	2020
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	0,25	0,26	0,25	162,34			-0,02	2020
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	0,25	0,26	0,26	162,34			-0,02	2020
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	0,25	0,26	0,16	162,34			-0,02	2020



Проектируемые котельные на расчетный год.

Объект	Qmax, Гкал/ч	Уст. т/произв., Гкал/ч	Протяж. тепл. сетей, км	Уд. расход топлива, кг/т/Гкал	Прирост потребления тепловой энергии на нужды ОВ Гкал/год	Прирост потребления тепловой энергии на нужды ГВС Гкал/год	Прирост потребления теплоносителя тыс.м3	Планируемый год внедрения
1	2	3	3	5	4	7	5	9
Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская	0,77	0,79	0,13	162,34	0,68	1,45	0,53	2020
Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская	1,2	1,22	0,13	162,34	1,06	2,26	0,76	2030
Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская	0,77	0,79	0,13	162,34	0,68	1,45	0,53	2030
Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская	0,94	0,96	0,13	162,34	0,83	1,77	0,59	2030
Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская	1,7	1,72	0,22	162,34	1,51	3,19	0,95	2030
Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская	1,1	1,12	0,1	162,34	0,98	2,07	0,72	2030
Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская	0,35	0,36		162,34	0,31	0,66	0,36	2020
Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская	2,4	2,43	0,28	162,34	2,13	4,51	1,23	2030
Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская	1,4	1,41	0,28	162,34	1,24	2,63	0,83	2030



б) Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из выводов тепловой мощности источника тепловой энергии.

Котельные имеют один узел учёта тепловой энергии и соответственно один вывод. Все остальные данные см. пункт «а»).



в) Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.

Магистральный трубопровод – единый имущественный, неделимый производственно-технологический комплекс, состоящий из подземных, наземных и надземных трубопроводов и других объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку продукции от пункта ее приемки до пункта сдачи, передачи в другие трубопроводы, на иной вид транспорта. Учитывая вышеизложенное определение, магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения муниципального образования нет.



г) Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.

Источники теплоснабжения существующей системы расположены в зонах, где перспективой до 2030 года не предусмотрено строительство новых потребителей. Всех перспективных потребителей тепловой энергии планируется подключить к проектируемым источникам тепловой энергии. Имеющийся избыток тепловой мощности невозможно использовать для перспективных потребителей



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

а) Обоснование балансов производительности водоподготовительных установок в целях подготовки теплоносителя для тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, а также обоснование перспективных потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям.

Основные задачи водоподготовки - это получение на выходе чистой безопасной воды пригодной для нужд технического и промышленного водоснабжения (восполнения потерь теплоносителя).

Физические и химические свойства воды и/или пара во многом определяют срок службы энергетического оборудования. При эксплуатации различных систем охлаждения происходит их загрязнение. Коррозия и накипь наносят большой вред оборудованию. Для обеспечения оптимального водно-химического режима работы систем охлаждения необходимо применять комплекс инженерно-технических мероприятий с использованием химических реагентов для обработки воды, что позволяет привести качество сетевой воды в соответствие с нормируемыми показателями.

Присосы исходной необработанной воды ухудшают качество сетевой воды, что повышает требования к качеству подпиточной воды, увеличивает расход реагентов и снижает экономичность работы ВПУ.

В перспективных зонах теплоснабжения, оснащенных современными источниками теплоснабжения и тепловыми сетями из предизолированных и полимерных труб, а также имеющих качественную арматуру утечки теплоносителя меньше нормируемых. Максимальная производительность водоподготовительных установок рассчитывается с учётом постепенного износа оборудования систем теплоснабжения.



	Подключённая нагрузка, Гкал	Расчётный объём теплоносителя, м3	Расчётный объём подпитки, м3	Расчётный объём подпитки в аварийном режиме, м3
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	0,76	49,40	0,37	0,99
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	1,17	76,05	0,57	1,52
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	0,79	51,35	0,39	1,03
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	0,31	20,15	0,15	0,40
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	1,43	92,95	0,70	1,86
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	1,59	103,35	0,78	2,07
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	2,30	149,50	1,12	2,99
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	2,27	147,55	1,11	2,95
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	1,33	86,45	0,65	1,73
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	2,26	146,90	1,10	2,94
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	0,54	35,10	0,26	0,70
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	0,22	14,30	0,11	0,29
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	0,25	16,25	0,12	0,33
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,10	6,50	0,05	0,13
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	0,17	11,05	0,08	0,22
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	0,16	10,40	0,08	0,21
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	0,25	16,25	0,12	0,33
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	0,25	16,25	0,12	0,33
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	0,25	16,25	0,12	0,33
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	0,25	16,25	0,12	0,33



	Подключённая нагрузка, Г кал	Расчётный объём теплоносителя, м3	Расчётный объём подпитки, м3	Расчётный объём подпитки в аварийном режиме, м3
Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская	0,77	50,05	0,38	1,00
Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская	1,20	78,00	0,59	1,56
Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская	0,77	50,05	0,38	1,00
Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская	0,94	61,10	0,46	1,22
Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская	1,70	110,50	0,83	2,21
Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская	1,10	71,50	0,54	1,43
Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская	0,35	22,75	0,17	0,46
Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская	2,40	156,00	1,17	3,12
Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская	1,40	91,00	0,68	1,82



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

а) Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

У централизованных систем теплоснабжения есть всего 5, но неоспоримых преимуществ:

- вывод взрывоопасного технологического оборудования из жилых домов;
- точечная концентрация вредных выбросов на источниках, где с ними можно эффективно бороться;
- возможность работы на разных видах топлива, включая местное, мусоре, а также возобновляемых энергоресурсах;
- возможность замещать простое сжигание топлива (при температуре 1500-2000 °С для подогрева воздуха до 20 °С) тепловыми отходами производственных циклов, в первую очередь теплового цикла производства электроэнергии на ТЭЦ;
- относительно гораздо более высокий электрический КПД крупных ТЭЦ и тепловой КПД крупных котельных работающих на твердом топливе.

Критерием отказа от централизации является удельная стоимость системы центрального теплоснабжения, которая в свою очередь зависит от плотности нагрузки. Централизованные системы теплоснабжения оправданы при удельной нагрузке от 30 Гкал/км²

Более правильно оценивать перспективность системы центрального теплоснабжения через удельную материальную характеристику.

В поселениях или отдельных районах городов с удельной характеристикой больше 100 централизация противопоказана - небольшие доходы от реализации тепла при значительных капитальных затратах делают системы центрального теплоснабжения неконкурентоспособными.



В рассматриваемом муниципальном образовании практически все зоны централизованного теплоснабжения имеют удельную материальную характеристику более 100, что делает их убыточными.

Децентрализованные системы отопления оправданы в зонах за пределами радиуса эффективного теплоснабжения и в зонах с малой удельной нагрузкой отопления.

В зонах неплотной застройки локальные источники, такие как автономные источники теплоснабжения и крышные котельные - объективная необходимость и они составляют конкуренцию вариантам поквартирного отопления.

Отдельно надо сказать о крышных котельных. К основным проблемам относятся:

- отсутствие внятного собственника, т.к. котельная является коллективной собственностью жителей;
- не начисление амортизации и длительной срок сбора средств на необходимые крупные ремонты;
- отсутствие системы быстрой поставки запасных частей.

Поквартирные системы отопления при всех их достоинствах имеют специфические проблемы:

Недопустимо использование поквартирного отопления только в отдельных квартирах многоквартирных жилых домов. Дымоход приходится делать на стену здания, при этом продукты сгорания могут попадать в вышерасположенные квартиры.

Допустимо применение котлов только с закрытой камерой сгорания и выделенным воздуховодом для забора воздуха с улицы.

Должна быть обеспечена возможность доступа в квартиру при длительном отсутствии жильцов. Недопустимо длительное отключение котлов самими жителями в зимний период.

Система поквартирного отопления не должна применяться в



зданиях типовых серий. Работа любых котлов установленных в квартирах будет периодической, т.е. в режиме включено-выключено. Это определяется тем, что мощность котла подбирается не по нагрузке отопления, а по пиковой нагрузке ГВС превышающей в несколько раз отопительную, а глубина регулирования мощности большинства котлов от 40 до 100%.

Проблемы дымоудаления особенно обостряются в высотных зданиях, т.к. тяга не регулируется и меняется в больших пределах по высоте здания, а также при изменении погоды.

Необходимость значительной мощности квартирного котла для обеспечения максимального расхода горячей воды определяет то обстоятельство, что суммарная мощность квартирных котлов в 2-2,5 раза превышает мощность альтернативной домовой котельной.

Серьезной проблемой является свободный, неконтролируемый доступ к котлам детей и людей с поврежденной психикой. С другой стороны доступ специалистов для обслуживания часто бывает затруднен.

Срок службы котлов 15-20 лет, но в наших условиях серьезные поломки происходят гораздо быстрее. Объем технического обслуживания обычно определяют сами жильцы, причем имеют право от него отказаться. Фактически поквартирное отопление здания - это жестко взаимозависимая по газу, воде, дымоудалению и теплоперетокам система с распределенным сжиганием.

Индивидуальное теплоснабжение не имеет альтернативы в зонах индивидуальной малоэтажной застройки.



б) Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных нагрузок.

В зонах перспективных нагрузок на перспективу до 2030 года строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных нагрузок не предусмотрено.



в) Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

Когенерация представляет собой термодинамическое производство двух или более форм полезной энергии из единственного первичного источника энергии. Основным принципом когенерации - стремление к максимальному использованию первичной энергии топлива. Общий КПД энергетической станции в режиме когенерации составляет 80-95%.

Технология комбинированного производства электрической и тепловой энергии по сравнению с раздельным производством электроэнергии и тепла:

- сокращает потребности народного хозяйства в топливе и снижает энергоемкость продукта, что имеет стратегическое значение.
- снижает выбросы загрязняющих веществ от энергоисточников в атмосферу

График работы когенерационной установки в летнее время – пиковый, по графику потребления ГВС, в зимнее время она работает в базе нагрузки, предвключенной перед котлами. Вырабатываемая установкой тепловая энергия может использоваться для отопления и горячего водоснабжения. Когенерационная установка позволяет организовать независимый автономный источник энергии, что существенно снижает экономические и технические риски, связанные с аварийными ситуациями.

В рассматриваемом муниципальном образовании монтаж когенерационных установок на данном этапе не предусмотрен.



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

Все существующие котельные городского поселения не имеют возможности расширения, расположены в зонах устоявшейся застройки и в перспективе не имеют новых потребителей.



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

Ввиду того, что все зоны теплоснабжения источников тепловой энергии расположены далеко за пределами радиуса эффективного теплоснабжения других источников тепловой энергии, увеличение зон действия существующих котельных нецелесообразно.



е) Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Совместная работа блоков когенерации и котельной, на территории которой установлены указанные блоки подразумевает обоснованный график работы и распределение нагрузок между ними. В этом случае Когенерационная установка работает по графику электрической нагрузки, а котельная в – в пиковом режиме.

В настоящее время источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии нет.



ж) Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Ввиду отсутствия в настоящее время источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, вопрос не рассматривается



з) Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

Существующая система теплоснабжения, её структура и территориальное расположение не позволяют вывести в резерв или из эксплуатации какую либо из котельных.



и) Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.

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.

Децентрализованные системы любого вида позволяют исключить потери энергии при ее транспортировке (значит, снизить стоимость тепла для конечного потребителя), повысить надежность отопления и горячего водоснабжения, вести жилищное строительство там, где нет развитых тепловых сетей.

Жилищный фонд индивидуально-определенных зданий составляет 60,6 % площади всего жилищного фонда города. В качестве топлива используется природный газ, жидкое топливо. В перспективе до 2030 года зона малоэтажной застройки с индивидуальными источниками теплоснабжения увеличится на 22%.



к) Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.

Источники тепловой энергии на территории производственных зон используются исключительно для технологических и иных нужд самой производственной зоны. Отпуска тепловой энергии на сторону не происходит. Собственники предприятий информацию о своих котельных не дают.



л) Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

В перспективные балансы тепловой мощности включаются следующие статьи:

Обоснование размера расхода тепловой энергии на собственные и производственные нужды источников тепловой энергии.

-Расчет нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь теплоносителей.

-Расчет и обоснование расхода электрической энергии (мощности) на технологические цели при производстве и передаче тепловой энергии

-Расчет и обоснование удельных расходов условного топлива на производство тепловой энергии.



Объект	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Планируемый год внедрения	Qнах, Гкал/ч	Уст. т/пропав., Гкал/ч	Год. расход эл. эн., МВт	Потери в сетях, %	Уд. расход топлива, кг/ут/Гкал	Прирост потребления тепловой энергии на нужды ОВ Гкал/год	Прирост потребления тепловой энергии на нужды ГВС Гкал/год	
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	2020	0,76	0,86	50,45	10,18	162,34			
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	2020	1,17	1,20	91,06	12,69	162,34			
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	2020	0,79	0,86	38,85	2,42	162,34			
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	2020	0,31	0,34	22,83	11,88	162,34			
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	2020	1,43	1,46	50,16	8,15	162,34			
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	2020	1,59	1,72	59,24	7,52	162,34			
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	2020	2,30	2,41	104,06	7,17	162,34			
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	2020	2,27	2,41	108,26	8,14	162,34			
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	2020	1,33	1,38	62,15	16,45	162,34			
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	2020	2,26	2,41	147,17	6,30	162,34			
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	2020	0,54	0,60	31,02	4,67	162,34			
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	2020	0,22	0,22	15,53	5,88	162,34			
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	2020	0,25	0,26	29,39	9,74	162,34			
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	2020	0,10	0,11	8,40	16,85	161,06			
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	2020	0,17	0,17	11,17	11,90	162,34			
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	2020	0,16	0,17	8,28	4,43	162,34			
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	2020	0,25	0,26	11,26	1,43	162,34			
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	2020	0,25	0,26	12,79	4,11	162,34			
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	2020	0,25	0,26	12,79	12,48	162,34			
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	2020	0,25	0,26	12,79	2,73	162,34			
Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская	2020	0,77	0,79	29,14	0,54	162,34	0,68	1,45	
Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская	2030	1,20	1,22	38,70	0,35	162,34	1,06	2,26	
Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская	2030	0,77	0,79	29,14	0,54	162,34	0,68	1,45	
Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская	2030	0,94	0,96	22,04	0,44	162,34	0,83	1,77	
Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская	2030	1,70	1,72	71,87	0,41	162,34	1,51	3,19	
Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская	2030	1,10	1,12	38,70	0,29	162,34	0,98	2,07	
Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская	2020	0,35	0,36	14,22		162,34	0,31	0,66	
Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская	2030	2,40	2,43	80,56	0,42	162,34	2,13	4,51	
Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская	2030	1,40	1,41	51,16	0,64	162,34	1,24	2,63	



Ввиду того, что ни в одной из зон теплоснабжения, как существующей, так и перспективной нет двух и более источников тепловой энергии, вопрос о распределении тепловой нагрузки между ними не стоит.



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

В соответствии с требованиями Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (ст.14) подключение новых теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, должно производиться в пределах радиуса эффективного теплоснабжения от конкретного источника теплоснабжения. Расчет оптимального радиуса теплоснабжения, применяемого в качестве характерного параметра, позволяет определить границы действия централизованного теплоснабжения по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущенного тепла.

Подключение новой нагрузки к централизованным системам теплоснабжения требует постоянной проработки вариантов их развития.

Оптимальный вариант должен определяться по общей цели развития - обеспечению наиболее экономичным способом качественного и надежного теплоснабжения с учетом экологических требований. В связи с вступлением в силу нового закона «О теплоснабжении» массовое строительство местных теплоисточников (крышных котельных) без подробного технико-экономического обоснования ограничено.

Определение эффективного радиуса теплоснабжения для каждой котельной выполнено по совокупным расходам в системе теплоснабжения на единицу тепловой мощности на основании расчетов технико-экономических характеристик системы теплоснабжения по нескольким вариантам возможных изменений радиуса теплоснабжения, характеристик тепловой сети и характера подключаемой тепловой нагрузки. Результаты вариантных проработок с детализацией статей расходов на выработку и передачу теплоэнергии, а также годовых



эксплуатационных расходов, амортизационных отчислений и т.д. сводятся в таблицы. Результаты расчетов отображаются также в виде графиков сопоставления совокупных расходов и расчетных радиусов теплоснабжения.

В случаях , когда существующие котельные не планируется модернизировать или подключать к ним новых потребителей с прокладкой новых тепловых сетей, расчёт радиуса эффективного теплоснабжения не производится, поскольку в нём нет необходимости.



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

а) Предложения и обоснование реконструкции и строительства тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).

На данном этапе проектирования не выявлена необходимость перераспределения тепловой нагрузки для транспортировки из зон с резервом тепла в зоны с их дефицитом.



б) Предложения и обоснование строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.

Для обеспечения прироста тепловой нагрузки предусмотрено строительство проектируемых сетей в подземном исполнении, бесканальные двух- и четырёх- трубные из стальных труб по ГОСТу 10704-91 в заводской изоляции из пенополиуретана с защитной пленкой из полиэтилена.



в) Предложения и обоснование строительства тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

В связи с особенностями местности и удаленностью друг от друга источников тепла, возможность поставки тепловой энергии потребителям от различных источников не предусматривалась.



г) Предложения и обоснование строительства или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.

Вся система теплоснабжения города исторически сформировалась таким образом, что перераспределить нагрузку между котельными не представляется возможным. Ликвидировать в таких условиях любой из источников тепловой энергии, как существующих, так и перспективных невозможно. Перевод котельных в пиковый режим работы возможен при работе их совместно с когенерационными установками. Тепловые сети, в таком случае, реконструкции не подвергаются.



д) Предложения и обоснование строительства тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Принятая в проекте схема теплоснабжения обеспечивает:

- нормативный уровень теплоэнергосбережения;
- нормативный уровень надежности, определяемой тремя критериями: вероятностью безотказной работы, коэффициентом готовности теплоснабжения и живучестью.
- требования экологии;
- безопасной эксплуатации.

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы приняты для:

источника теплоты $R_{ит}=0,97$;
тепловых сетей $R_{тс}=0,9$;
потребителя теплоты $R_{пт}=0,99$;
СЦТ в целом $R_{сцт}=0,86$.

Для потребителей первой категории следует предусматривается установка местных резервных источников теплоты (стационарные и передвижные).

Для резервирования теплоснабжения промышленных предприятий предусматриваются местные источники теплоты.



е) Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

На данном этапе не предусматривается реконструкция тепловых сетей действующих котельных, связанная с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки



ж) Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

В связи с тем, что согласно данным заказчика нет возможности проанализировать необходимость и количество тепловых сетей нуждающихся в полной замене, рекомендуется провести ревизию существующих трубопроводов на предмет выявления очагов коррозии и проверки целостности труб. В случае обнаружения участков подлежащих замене из-за ветхости или по истечении срока их эксплуатации необходимо провести их замену.



з) Предложения и обоснование строительства и реконструкции насосных станций.

При проектировании новых и реконструкции действующих тепловых сетей, после выполнения гидравлического расчета, не выявлена необходимость строительства насосных станций.



Глава 8. Перспективные топливные балансы

а) Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа.

Подробные расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа приведены в приложении 5.

Сводные данные по всем существующим и перспективным котельным также представлены в доступной табличной форме.



Существующее положение:

1	2 Установленная мощность, Гкал/ч	3 Подключенная нагрузка Гкал/ч	4 Выработка, Гкал/год	5 Собственные нужды Гкал/год	6 Потери в сети Гкал/год	7 Полный отпуск, Гкал/год	8 Удельный расход топлива, кг/ут.	9 Расход условного топлива, тунт/год	10 Расход электроэнергии, МВт/год	11 Расход воды, м.куб/год	12 группа к которой относится котельная при выпуске газа, м.куб.м3
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1 2 кот. Универсал мощностью 0,5 МВт	0,86	0,76	1521,56	33,92	154,93	1332,71	181,29	247,01	50,45	5515,32	0,1 - 1 вкл.
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1 2 кот. ке мощностью 0,5 МВт	1,2	1,17	2184,17	48,69	277,19	1858,3	181,29	354,57	91,06	1251,46	0,1 - 1 вкл.
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1 3 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт	1,03	0,79	1628,95	36,31	39,47	1553,17	181,29	264,44	38,85	7876,23	0,1 - 1 вкл.
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1 2 кот. Универсал мощностью 0,7 МВт	1,2	0,31	578,71	12,9	68,75	497,06	181,29	93,95	22,83	478,02	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1 6 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт	2,06	1,43	2669,54	59,51	217,49	2392,55	181,29	433,37	50,16	1466,33	0,1 - 1 вкл.
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1 4 кот. Минск мощностью 0,7 МВт	2,41	1,59	3122,4	69,6	234,82	2817,98	181,29	506,88	59,24	8599,27	0,1 - 1 вкл.
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1 4 кот. Минск мощностью 0,9 МВт	3,1	2,3	4636,27	103,35	332,63	4200,29	181,29	752,64	104,06	17741,32	0,1 - 1 вкл.
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1 4 кот. Минск мощностью 0,9 МВт	3,1	2,27	4528,88	100,96	368,87	4059,05	181,29	735,21	108,26	15384,69	0,1 - 1 вкл.
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54 2 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт 2КС/КСВ0,55	1,63	1,33	2705,55	60,31	445,08	2200,16	175,72	439,21	62,15	11495,46	0,1 - 1 вкл.
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1 6 кот. Минск мощностью 0,65 МВт	3,35	2,26	4664,38	103,98	294,03	4266,37	181,29	757,2	147,17	22376,93	0,1 - 1 вкл.
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1 2 кот. Универсал мощностью 0,55 МВт	0,95	0,54	1008,08	22,47	47,12	938,49	181,29	163,65	31,02	669,32	0,1 - 1 вкл.
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1 4 кот. Минск мощностью 0,35 МВт	1,2	0,22	410,7	9,16	24,17	377,38	181,29	66,67	15,53	403,92	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1 2 кот. Универсал мощностью 0,6 МВт	1,03	0,25	518,09	11,55	50,44	456,1	181,29	84,11	29,39	2760,55	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1 2 кот. Фундита 48 мощностью 0,048 МВт 1Бакси 280,028	0,11	0,1	203,81	4,54	34,35	164,92	167,28	32,83	8,4	1084,32	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54 2 кот. Факел мощностью 0,2 МВт	0,34	0,17	317,36	7,07	37,75	272,53	181,29	51,52	11,17	360,89	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1 3 кот. ИШМА 100 мощностью 0,1 МВт	0,26	0,16	298,69	6,66	13,24	278,79	181,29	48,49	8,28	353,13	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3 2 кот. . мощностью 0,15 МВт	0,26	0,25	466,7	10,4	6,68	449,62	181,29	75,76	11,26	427,21	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1 2 кот. . мощностью 0,15 МВт	0,26	0,25	500,96	11,17	20,61	469,19	181,29	81,33	12,79	1982,77	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1 2 кот. . мощностью 0,15 МВт	0,26	0,25	500,96	11,17	62,5	427,3	181,29	81,33	12,79	1982,77	0,01 - 0,1 вкл.
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1 2 кот. . мощностью 0,15 МВт	0,26	0,25	552,35	12,31	15,07	524,97	181,29	89,67	12,79	4316,1	0,01 - 0,1 вкл.

**Перспективное положение на расчётный период :**

	Установленная мощность, Гкал	Подключенная нагрузка Гкал/ч	Выработка, Гкал/год	Собственные нужды Гкал/год	Потери в сети Гкал/год	Полезный отпуск, Гкал/год	Удельный расход топлива, кг/г	Расход условного топлива, тунт	Расход электроэнергии, МВт/г	Расход воды, м3/год	Группа к которой относится котельная при отпуске газа, млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская 2 кот. , мощностью 0,46 МВт .	0,79	0,77	2129,92	47,48	11,49	2070,96	162,34	345,77	29,14	525,54	0,1 - 1 вкл.
Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская 2 кот. , мощностью 0,71 МВт .	1,22	1,2	3319,36	73,99	11,56	3233,8	162,34	538,86	38,7	755,61	0,1 - 1 вкл.
Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская 2 кот. , мощностью 0,46 МВт .	0,79	0,77	2129,92	47,48	11,49	2070,96	162,34	345,77	29,14	525,54	0,1 - 1 вкл.
Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская 2 кот. , мощностью 0,56 МВт .	0,96	0,94	2600,16	57,96	11,56	2530,64	162,34	422,1	22,04	592,47	0,1 - 1 вкл.
Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская 2 кот. , мощностью 1 МВт .	1,72	1,7	4702,42	104,83	19,46	4578,14	162,34	763,38	71,87	952,82	0,1 - 1 вкл.
Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская 2 кот. , мощностью 0,65 МВт .	1,12	1,1	3042,75	67,83	8,82	2966,1	162,34	493,95	38,7	718,73	0,1 - 1 вкл.
Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская 2 кот. , мощностью 0,21 МВт .	0,36	0,35	968,15	21,58		946,56	162,34	157,17	14,22	357,98	0,1 - 1 вкл.
Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская 2 кот. , мощностью 1,41 МВт .	2,42	2,4	6638,72	147,99	27,72	6463,01	162,34	1077,71	80,56	1228,17	0,1 - 1 вкл.
Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская 2 кот. , мощностью 0,82 МВт .	1,41	1,4	3872,58	86,33	24,61	3761,65	162,34	628,67	51,16	833,63	0,1 - 1 вкл.



б) Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива.

Действующие котельные все работают на одном виде топлива, потребность в запасах резервного топлива отсутствует. Газовое топливо не запасается. Для проектируемых котельных в приложении 7 приведены условия и характеристики емкостей для аварийного топлива



Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

а) Обоснование перспективных показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии.

Повышение надежности тепловых сетей, наиболее дорогой и уязвимой части системы теплоснабжения, достигается правильным выбором ее схемы, резервированием и автоматическим управлением как эксплуатационными, так и аварийными гидравлическими и тепловыми режимами.

Для оценки надежности пользуются понятиями отказа элемента и отказа системы. Под первым понимают внезапный отказ, когда элемент необходимо немедленно выключить из работы. Отказ системы — такая аварийная ситуация, при которой прекращается подача теплоты хотя бы одному потребителю. У нерезервированных систем отказ любого ее элемента приводит к отказу всей системы, а у резервированных такое явление может и не произойти. Система теплоснабжения — сложное техническое сооружение, поэтому ее надежность оценивается показателем качества функционирования. Если все элементы системы исправны, то исправна и она в целом.

При отказе части элементов система частично работоспособна, при отказе всех элементов — полностью не работоспособна

Для оценки надежности систем теплоснабжения, используется вероятностный показатель надежности $R_{cr}(t)$, который отражает степень выполнения системой задачи теплоснабжения в течение отопительного периода и дает интегральную оценку надежности тепловой сети в целом.

Ввиду отсутствия отказов системы теплоснабжения за последние пять лет, математически величину показателей надежности вычислить затруднительно.



б) Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии.

Допустимость лимитированного теплоснабжения при отказах элементов системы теплоснабжения обеспечиваются теплоаккумулирующей способностью зданий

Ввиду отсутствия отказов системы теплоснабжения за последние пять лет и прекращений подачи тепловой энергии, перспективные показатели с учётом совершенствования систем теплоснабжения и повышением качества элементов, из которых она состоит вычислить сложно.



в) Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Оценка надежности системы производится на основе использования отдельных показателей надежности. В частности, для оценки надежности системы теплоснабжения используются такие показатели, как интенсивность отказов и относительный аварийный недоотпуск теплоты.

Интенсивность отказов определяется по зависимости

$$P = SM_{от}n_{от}/SM_{п},$$

где $M_{от}$ -материальная характеристика участков тепловой сети, выключенных из работы при отказе, m^2 ;

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

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

Материальной характеристикой тепловой сети, состоящей из "n" участков является величина $M = \sum_1^n d_i$, представляющая сумму произведений диаметров трубопроводов на их длину в метрах (учитываются как подающие, так и обратные трубопроводы).

Относительный аварийный недоотпуск теплоты может быть определен по формуле

$$q = SQ_{ав}/SQ,$$

где $SQ_{ав}$ – аварийный недоотпуск теплоты за год;

SQ - расчетный отпуск теплоты всей системой теплоснабжения за год.

Эти показатели в определенной мере характеризуют надежность работы системы теплоснабжения. Учитывая, что за прошедшие пять лет



нарушений теплоснабжения не было, перспективные показатели по указанной теме равны нулю.



г) Обоснование перспективных показателей, определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Наладка тепловых сетей является ключевым фактором в обеспечении надежного функционирования снабжения теплом потребителей. Отсутствие производства наладочных работ на тепловых сетях является причиной перетопов у одних потребителей и непрогрев у других. При этом на источниках тепловой энергии наблюдается значительный перерасход топлива (до 30 %). Эффективность наладочных работ на теплосетях всегда была и остаётся высокой.

Температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети должна обеспечивать достижение параметров качества установленных нормативными правовыми актами.

Допускается отклонение параметров качества тепловой энергии, теплоносителя, в пределах установленных нормативными правовыми актами, в том числе по температуре теплоносителя в ночное время (с 23.00 до 6.00 часов) не более чем на 5 °С, в дневное время (с 6.00 до 23.00) не более чем на 3 °С.

В то же время отклонения параметров теплоносителя от температурного графика по причине нарушений в подаче тепловой энергии за последние пять лет не отмечено.



Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.

а) Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Подробный перечень примерных затрат необходимых для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей приведён в прилагаемых сметах.



б) Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

Величина инвестиций на расчётный период

	2013-2023	2023-2033
собственные средства		
_заемные средства кредитных организаций ;		
- федеральный бюджет	141,01	49,72
- бюджет субъекта Российской Федерации	84,60	29,83
- бюджет муниципального образования	56,40	19,89
_компенсация из бюджета муниципального образования ;		
_средства внебюджетных фондов ;		
_прочие средства ;		

График структуры финансирования на расчётный период



в) Расчеты эффективности инвестиций.

Объект	Энергоэффективность ЭСМ, %	Срок окупаемости, лет	Планируемый год внедрения
1	2	3	4
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	10,6	51,00	2020
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	5	102,12	2020
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	25	19,29	2020
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	1,8	172,05	2020
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	17,8	24,43	2020
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	21,6	24,54	2020
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	25,5	20,65	2020
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	33,1	5,37	2020
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	12,7	49,84	2020
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	24,4	19,24	2020
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	12,5	43,73	2020
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	8,9	59,59	2020
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	6,2	93,86	2020
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	11,8	0,50	2020
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	17,1	0,50	2020
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	27	0,50	2020
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	34,6	0,50	2020
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	35,4	0,50	2020
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	25,3	0,50	2020
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	45	0,50	2020
Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская	54,8	6,56	2020
Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская	58	5,69	2030
Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская	54,8	6,56	2030
Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская	58	6,23	2030
Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская	59	4,83	2030
Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская	56,7	5,98	2030
Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская	53,1	6,47	2020
Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская	63,2	3,97	2030
Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская	58,3	5,50	2030



г) Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

Объект	Планируемый год внедрения	Утв. тариф на тепловую энергию	Проектируемая себестоимость	Себестоимость расчётная	Величина инвестиций						
					Тариф расчётный	Ост. об.	Инж. сети	ППР	СМР, в т.ч. наруж.т/с	Всего	Годовой полезный отп/у
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная 1 (№ 1) Павловское СП ст Павловская ул Горького 263/1	2020	2107,80	1655,34	1917,25	1558,66	8086,75	81,25	103,49	9373,18	17679,60	1335,47
Котельная 2 (№2) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 27/1	2020	2107,80	1705,31	2019,36	1558,66	10467,06	125,00	207,62	17077,12	27946,88	1863,51
Котельная 3 (№ 3) Павловское СП ст Павловская ул Шевченко 40/1	2020	2107,80	1575,23	1695,95	1558,66	8086,75	81,25	80,63	5480,38	13756,22	1553,25
Котельная 4 (№ 4) Павловское СП ст Павловская ул Пушкина 260/1	2020	2107,80	1767,00	2081,56	1558,66	3415,77	36,11	61,85	3042,69	6577,30	498,33
Котельная 5 (№ 5) Павловское СП ст Павловская ул Ленина 7/1	2020	2107,80	1583,66	1799,53	1558,66	11346,37	125,00	128,17	10251,58	21894,37	2396,15
Котельная 6 (№ 6) Павловское СП ст Павловская ул Первомайская 14/1	2020	2107,80	1543,38	1743,46	1558,66	12174,72	150,00	207,90	17242,38	29845,16	2821,74
Котельная 7 (№ 7) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 10/1	2020	2107,80	1500,04	1688,73	1558,66	13990,05	150,00	318,33	27301,83	41867,65	4205,52
Котельная 8 (№ 8) Павловское СП ст Павловская ул Крупской 250/1	2020	2107,80	1402,14	1592,88	1558,66			188,33	11506,48	11758,37	4065,16
Котельная 9 (№ 9) Павловское СП ст Павловская ул Советская 54	2020	2107,80	1537,28	1880,97	1558,66	11053,27	125,00	203,45	23305,37	34755,75	2208,93
Котельная 10 (№ 10) Павловское СП ст Павловская ул Калинина 7/1	2020	2107,80	1525,51	1703,44	1558,66	13990,05	150,00	221,18	23347,87	37783,76	4270,71
Котельная 11 (№ 11) Павловское СП ст Павловская ул Ленинградская 14/1	2020	2107,80	1711,90	1884,62	1558,66	5733,95	54,17	73,51	5635,56	11521,98	939,05
Котельная 12 (№ 12) Павловское СП ст Павловская ул Комсомольская 17/1	2020	2107,80	1743,29	1945,90	1558,66	2292,95	24,07	48,90	2447,71	4830,14	377,72
Котельная 13 (№ 13) Павловское СП ст Павловская ул Советская 131/1	2020	2107,80	1727,37	1996,68	1558,66	2618,77	24,07	80,63	4344,21	7094,90	456,99
Котельная 14 (№ 15) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	2020	2107,80	1531,49	1896,30	1558,66			80,63		107,84	165,60
Котельная 15 (№ 17) Павловское СП с Краснопартизанское ул Советская 54	2020	2107,80	1531,08	1809,44	1558,66			48,90		65,41	273,23
Котельная 16 (№ 25) Павловское СП ст Павловская ул Космическая 15/1	2020	2107,80	1512,07	1668,56	1558,66			35,96		48,09	278,94
Котельная 17 (№ 29) Павловское СП ст Павловская ул Заводская 30/3	2020	2107,80	1472,28	1574,55	1558,66			16,53		22,11	449,53
Котельная 18 (№ 32) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 37/1	2020	2107,80	1426,37	1565,54	1558,66			58,62		78,40	469,40
Котельная 19 (№ 33) Павловское СП ст Павловская ул Щорса 39/1	2020	2107,80	1426,37	1691,27	1558,66			58,62		78,40	428,47
Котельная 20 (№ 35) Павловское СП ст Павловская ул Советская 62/1	2020	2107,80	1350,22	1462,00	1558,66			25,60		34,24	525,03



Объект	Планируемый год внедрения	Угв. тариф на тепловую энергию	Прямая себестоимость	Себестоимость расчётная	Величина инвестиций						
					Тариф расчётный	Ост. об.	Инж.сети	ПИР	СМР, в т.ч. наруж.т/	Всего	Годовой полезный с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная 21 (1п) Павловское СП ст Павловская	2020	2107,80	1295,85	1369,39	1558,66	7450,72	81,25	46,51	2322,46	9916,64	2070,13
Котельная 22 (РОК 1) Павловское СП ст Павловская	2030	2107,80	1272,33	1341,51	1558,66	10525,68	125,00	80,17	2937,46	13695,37	3232,38
Котельная 23 (РОК 2) Павловское СП ст Павловская	2030	2107,80	1295,85	1369,39	1558,66	7450,72	81,25	46,51	2322,46	9916,64	2070,13
Котельная 24 (РОК 3) Павловское СП ст Павловская	2030	2107,80	1271,08	1341,73	1558,66	9040,79	81,25	69,40	2640,48	11855,34	2529,58
Котельная 25 (РОК 4) Павловское СП ст Павловская	2030	2107,80	1263,87	1333,19	1558,66	12174,72	150,00	95,32	3831,04	16283,24	4576,19
Котельная 26 (РОК 5) Павловское СП ст Павловская	2030	2107,80	1283,85	1352,94	1558,66	10173,96	125,00	76,52	2671,02	13072,33	2964,75
Котельная 27 (2п) Павловское СП ст Павловская	2020	2107,80	1315,81	1384,69	1558,66	3573,43	36,11	20,41	714,69	4351,53	946,07
Котельная 28 (РОК 6) Павловское СП ст Павловская	2030	2107,80	1231,19	1298,60	1558,66	14035,44	150,00	112,39	4863,41	19199,16	6460,27
Котельная 29 (РОК 7) Павловское СП ст Павловская	2030	2107,80	1266,35	1338,89	1558,66	11170,51	125,00	90,23	3997,88	15414,07	3760,24



Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.

Единая теплоснабжающая организация имеет особый статус, связанный с необходимостью гарантированного теплоснабжения потребителей, который требует поддержки властей;

В соответствии с правилами организации теплоснабжения, критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- 1) владение на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями, к которым подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной тепловой мощностью на территории поселения, городского округа;
- 2) наличие собственной или привлеченной службы обслуживания потребителей на территории предполагаемой зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается уполномоченные органом при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами поселения, городского округа или границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

Для объектов, подключенных к системам централизованного отопления и горячего водоснабжения на территориях малых поселений муниципального образования: определить котельные муниципального образования единой теплоснабжающей (теплосбытовой) организацией для объектов, подключенных к системам централизованного отопления и горячего водоснабжения.