Городской округ город Лыткарино

Московской области

Утверждена

Распоряжением Министерства

Жилищно-коммунального хозяйства

Московской области

от «____» _____2018г. №_____

Схема теплоснабжения городского округа город Лыткарино Московской области на период до 2034 года

Актуализация

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

КНИГИ 1-13

Сведений, составляющих государственную тайну в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.11.1995 № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне», не содержится.

Глава
городского округа Лыткарино Е.В. Серегин

подпись, печать

Разработчик: ООО «Энергетическое агентство»
Юр. адрес: 241019, г. Брянск, ул. Красноармейская, д. 128, офис 201
Факт. адрес: 241019, г. Брянск, ул. Красноармейская, д. 128, офис 201

Генеральный директор ООО «Энергетическое агентство» И.А. Смирнов

подпись, печать

2018 г.
Москва

Содержание

Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения 13

1.1. Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии 13

1.1.1. Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав 13

1.1.2. Перечень лиц, владеющих на праве собственности или другом законном основании объектами централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащих этим лицам 15

1.1.3. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетвых организаций. Схема поселения с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций 16

1.1.4. Ситуационная схема зон действия источников централизованного теплоснабжения поселения, городского округа относительно потребителей с указанием мест расположения, наименований и адресов источников тепловой энергии. Описание зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, указанных на ситуационной схеме. Описание зон действия котельных, указанных на ситуационной схеме 16

1.1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения 16

1.2. Источники тепловой энергии 21

1.2.1. Структура основного оборудования 21

1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки 34

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности 34

1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды. Тепловая мощность нетто теплоисточника 36

1.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса 38

1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура тепофикационных установок (для источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии) 38

1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой мощности 38

1.2.8. Способы учета на теплоисточнике входящих энергоресурсов и отпускаемой тепловой энергии 40

1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 43

1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 43

1.2.11. Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения 43

1.3. Тепловые сети 45

1.3.1. Структура тепловых сетей 45

1.3.2. Параметры тепловых сетей., включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки. Краткая характеристика грунтов в местах прокладки тепловых сетей с выделением наименее надежных участков. 46

1.3.3. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. 57

1.3.4. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети. 61

1.3.5. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики. 66

1.3.6. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет 76

1.3.7. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет. 77

1.3.8. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. 77

1.3.9. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии 82

1.3.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения 83

1.3.11. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям 83

1.3.12. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя. 84

1.3.13. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию. 91

1.4. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии 93

1.4.1. Схемы присоединения нагрузок потребителей 93

1.4.2. Объём потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха 93

1.4.3. Случаи (условия) применения для отопления жилых помещений в многоквартирных домах с централизованным теплоснабжением индивидуальных квартирных источников тепловой энергии. 95

1.4.4. Объём потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом 96

1.4.5. Объём потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии 97

1.4.6. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение 103

1.5. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии 108

1.5.1. Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов.....108

1.5.2. Анализ резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам от источников тепловой энергии 110

1.5.3. Анализ гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существущие возможности(резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю 111

1.5.4. Анализ причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....112

1.5.5. Анализ 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.....112

1.6. Балансы теплоносителя 113

1.6.1. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, работающих на единую тепловую сеть 113

1.6.2. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения. 118

1.7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом ...119

1.7.1. Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....119

1.7.2. Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими в соответствии с нормативными требованиями.....128

1.7.3. Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки.....128

1.7.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха....129

1.8. Надежность теплоснабжения 130

1.8.1. Показатели, определяемые 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.....130

1.8.2. Анализ аварийных отключений потребителей.....136

1.8.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....136

1.8.4. Анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения 137

1.9. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций...138

1.9.1. Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями».....138

1.9.2. Оценка полноты раскрытия информации каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» 144

1.9.3. Технико-экономические показатели работы каждой теплоснабжающей организации 144

1.9.4. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии каждой теплоснабжающей организации.....148

1.10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения 154

1.10.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет 154

1.10.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....156

1.10.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности 156

1.10.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....158

1.11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского поселения.....159

1.11.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 159

1.11.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 160

1.11.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....161

1.11.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....161

1.11.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения 161

Книга 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения 162

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения. 162

2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированных 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 163

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации. 165

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов. 168

2.5. 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 предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе 168

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе 172

2.7. 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 предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе 172

2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель 172

2.9.Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры на теплоснабжение 174

2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры на теплоснабжение по регулируемой цене 175

Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского поселения 178

3.1. Часть 1. Существующее положение системы теплоснабжения 178

3.1.1. Описание расчетных единиц территориального деления, включая административное 178

3.1.2. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского поселения и с полным топологическим описанием связности объектов 179

3.1.3. Паспортизация объектов системы теплоснабжения 181

3.1.4. Графическое представление зон действия существующих систем теплоснабжения (источников тепловой энергии) 182

3.1.5. Графическое представление зон действия ресурсоснабжающих организаций 185

Графическое представление зон действия ресурсоснабжающих организаций 185

3.1.6. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть 186

3.1.7. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии 189

3.1.8. Расчет потерь тепловой энергии в существующих тепловых сетях 191

3.1.9. Расчет существующих потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителями 191

3.1.10. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии....196

3.1.11 Расчет показателей надежности теплоснабжения....198

3.2. Часть 2. Перспектива развития системы теплоснабжения 199

3.2.1. Графическое представление зон и объектов перспективного строительства с указанием строительных площадей, объемов и тепловых нагрузок....199

3.2.2. Графическое представление планируемых к вводу в эксплуатацию источников теплоснабжения и тепловых сетей для обеспечения теплоснабжением объектов перспективного строительства....200

3.2.3. Графическое представление перспективных зон действия систем теплоснабжения 201

3.2.4. Графическое представление перспективных зон действия ресурсоснабжающих организация....202

3.2.5. Гидравлический расчет тепловых сетей, планируемых к вводу в эксплуатацию или реконструируемых, а также существующих, с учетом подключения перспективной тепловой нагрузки....205

3.2.6. Расчет перспективных балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии....205

3.2.7. Расчет потерь теплоносителя в тепловых сетях, планируемых к вводу в эксплуатацию или реконструируемых,а также существующих, с учетом подключения перспективной тепловой нагрузки....205

3.2.8. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя в тепловых сетях, планируемых к вводу в эксплуатацию или реконструируемых, а также существующих, с учетом подключения перспективной тепловой нагрузки 206

3.2.9. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей 206

Книга 4 .Перспективные балансы тепловой мощности потребителей и источников тепловой энергии.... 209

4.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии....209

4.2 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии. ...209

4.3 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии....219

4.4 Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии 220

4.5 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии....220

4.6 Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто 222

4.7 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь....223

4.8 Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности....223

4.9 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода. Анализ возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети по каждому магистральному выводу 225

4.10 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей....225

Книга 5. Мастер-план схемы теплоснабжения 226

5.1 Анализ перспективных зон нового строительства....226

5.2 Определение возможности подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности) к источникам тепловой мощности....226

5.3 Анализ предложений по выводу из эксплуатации котельных, расположенных в зоне действия источников тепловой энергии и переводу тепловой нагрузки от этих котельных на ТЭЦ 226

5.4 Анализ предложений по строительству, реконструкции и модернизации системы теплоснабжения....227

5.5 Анализ предложений по строительству новых источников тепловой энергии 229

5.6 Анализ предложений по температурному графику для систем теплоснабжения....229

5.7 Анализ предложений по переводу открытых систем ГВС потребителей на закрытые ...229

5.8 Анализ предложений по распределению тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии и организации гидравлических режимов в тепловых сетях от источников тепловой энергии и ЦТП 229

5.9 Анализ предложений по реконструкции систем потребителей тепловой энергии, вызванных изменениями теплогидравлического режима внешних систем теплоснабжения и переводом на ГВС по закрытой схеме 229

Книга 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии 230

6.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления 230

6.2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок 234

6.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок....235

6.4. Обоснование предложений по переводу котельных в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок....235

6.5. Обоснование предложений по расширению зон действия существующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии....235

6.6. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии 235

6.7. Определение для ТЭЦ максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления 235

6.8. Определение для ТЭЦ перспективных режимов загрузки по присоединенной тепловой нагрузке 235

6.9. Обоснование предложений по реконструкции котельных, направленных на увеличение зоны их действия с включением в нее зон действия существующих источников тепловой энергии 236

6.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии 236

6.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями 236

6.12. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского поселения 237

6.13. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского поселения и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии. Решение о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии 237

6.14. 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....237

6.15. Обоснование предложений по строительству новых котельных для покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью 240

Книга 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей 241

7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)....241

7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения 241

7.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения 241

7.4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет оптимизации гидравлических потерь и перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных 241

7.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения 242

7.6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки 242

7.7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 242

7.8. Строительство и реконструкция насосных станций 242

7.9. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению систем потребления тепловой энергии, вызванные изменениями теплового и (или) гидравлического режимов систем теплоснабжения и (или) изменением схемы присоединения систем ГВС потребителей 243

Книга 8. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах 244

8.1. Обоснование объемов максимальной потребности теплоносителя для собственных нужд источников тепловой энергии и для восполнения потерь в тепловых сетях и теплопотребляющих установках потребителей 244

8.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя для собственных нужд источников тепловой энергии и для восполнения потерь в тепловых сетях и теплопотребляющих утсановках потребителей 245

8.3. Выводы о достаточности производительности водоподготовительных установок источнков тепловой энергии и мероприятиях, необходимых для обеспечения перспективной потребности теплоносителя 248

Книга 9. Перспективные топливные балансы 249

9.1. 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 поселения 249

9.2 Расчеты перспективных запасов аварийного и резервного топлива по каждому источнику тепловой мощности 260

9.3. Перспективные топливные балансы по зонам индивидуального теплоснабжения 261

9.4. Подтверждение согласованности перспективных топливных балансов с программой газификации поселения, городского округа (для случаев использования в планируемом периоде природного газа в качестве основного топлива на источниках тепловой энергии)...261

Книга 10. Надежность теплоснабжения 263

10.1. Определение перспективных показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии 276

10.2 Определение перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии 276

10.3. Определение перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии 276

10.4. Определение перспективных показателей, определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии 278

10.5. Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения 278

10.5.1. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность энергетического оборудования 278

10.5.2. Установка резервного оборудования 278

10.5.3. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии 279

10.5.4. Взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа 279

10.5.5. Устройство резервных насосных станций 279

10.5.6. Установка баков-аккумуляторов 279

Книга 11. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение 280

11.1. Обоснование объемов инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии по каждому мероприятию 284

11.2. Обоснование объемов инвестиций в строительство и реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов 287

11.3. Обоснование объемов инвестиций в строительство и реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем потребителей тепловой энергии в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения 294

11.4. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности 294

11.5. Расчеты эффективности инвестиций в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей для разных вариантов финансирования 299

11.6. Расчеты ценовых последствий по годам расчетного периода для потребителей муниципального образования при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения с учетом изменения теплопотребления, топливных балансов, балансов теплоносителя. 301

Книга 12. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций) 305

12.1. Определение существующих зон действия источников тепловой мощности в системе теплоснабжения поселения 305

12.2. Расположение источников теплоснабжения в городском округе городе Лыткарино 305

12.3. Определение изолированных зон действия источников тепловой мощности, планируемых к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемой теплоснабжения 305

12.4. Реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения 305

12.5. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций) 306

Книга 13. Изменения, выполненные при актуализации схемы теплоснабжения на 2017 год 314

13.1. Целевые показатели на прогнозируемые периоды 314

13.2. Сравнение прогнозируемых целевых показателей из ранее утвержденной схемы теплоснабжения с прогнозируемыми целевыми показателями по актуализируемой схеме теплоснабжения 314

Приложения 316

Приложение 1. Режимные карты котлов 316

Приложение 2. Паспорт качества газа 326

Приложение 3. Показатели качества услуг теплоснабжения 329

Приложение 4. Состояние резервного хозяйства 332

Приложение 5. Сведения о снабжении теплоэнергией за 2015 г. теплоснабжающей организацией МП «Лыткаринская теплосеть» по форме № 1-ТЭП 334

Приложение 6. Анализ экономической обоснованности расходов, объемов полезного отпуска, величины прибыли и оценка предложений об установлении тарифов на тепловую энергию, теплоснабжающей организацией МП «Лыткаринская теплосеть» на территории городского округа город Лыткарино 337

Приложение 7. Укрупненная стоимость работ по проектированию, монтажу, наладке, строительству объектов теплоснабжения 338

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

1.1. Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

1.1.1. **Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав**

Городской округ город Лыткарино находится в Московской области России, на левом берегу реки Москвы, в 6 км к юго-востоку от города Москвы и в 10 км к югу от города Люберцы.

Лыткарино - единственный населённый пункт муниципального образования «Городской округ Лыткарино». Численность населения г.о.г. Лыткарино – 57 946 чел.

Расположение границ городского округа город Лыткарино приведено на **рисунке 1.1.1.1**.

Рисунок 1.1.1.1. Границы муниципального образования городского округа город Лыткарино

1.1.2. **Перечень лиц, владеющих на праве собственности или другом законном основании объектами централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащих этим лицам**

На территории городского округа город Лыткарино задачи производства и транспортировки тепловой энергии с целью теплоснабжения селитебных территорий городского округа город осуществляют четыре теплоснабжающих организации МП «Лыткаринская теплосеть», ОАО «ЛЗОС», ООО «ТЕКС» и НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова» (**таблица 1.1.2.1**).

На обслуживании этих организаций находится *восемь* действующих котельных, а также тепловые сети. Восемь котельных обеспечивают потребности отопления, горячего водоснабжения и вентиляции многоквартирных жилых зданий и общественных зданий города.

Таблица 1.1.2.1. ─ Теплоснабжающие организации г.о.г. Лыткарино

№ п/п	Наименование ресурсоснабжающей организации, которая осуществляет т**еплоснабжение поселения**	Наименование населенных пунктов Заказчика, в которых действует данная теплоснабжающая организация	Объекты, принадлежащие теплоснабжающим организациям
1	МП «Лыткаринская теплосеть»	г.о.г. Лыткарино	Котельная №1 Котельная №2 «Очистные сооружения» Котельная №3 «Кормоцех» Котельная №4 «Промзона» Котельная №5 «ЗИЛ»
2	ОАО «ЛЗОС»	г.о.г. Лыткарино	Котельная ОАО «ЛЗОС»
3	ООО «ТЕКС»	г.о.г. Лыткарино	Котельная ООО «ТЕКС»
4	НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова»	г.о.г. Лыткарино	Котельная НИЦ ЦИАМ

В соответствии с договором поставки тепловой энергии №36/1293 от 01.10.2012г. МП «Лыткаринская теплосеть» покупает тепловую энергию у ОАО «ЛЗОС» и впоследствии реализует ее потребителям.

1.1.3. **Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетвых организаций. Схема поселения с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

Зоны действия теплоснабжающих организаций городского округа город Лыткарино приведены на **рис. 1.1.3.1.**

1.1.4. **Ситуационная схема зон действия источников централизованного теплоснабжения поселения, городского округа относительно потребителей с указанием мест расположения, наименований и адресов источников тепловой энергии. Описание зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, указанных на ситуационной схеме. Описание зон действия котельных, указанных на ситуационной схеме**

«*Зона действия источника тепловой энергии*» - территория поселения, городского поселения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Зоны действия восьми котельных городского округа город Лыткарино приведены на **рис. 1.1.4.1-1.1.4.3.**

На территории городского округа промышленные и ведомственные котельные, осуществляющие теплоснабжение соответствующих предприятий и организаций, а также объектов общественного и жилищного фонда, отсутствуют.

1.1.5. **Описание зон действия индивидуального теплоснабжения**

Зоны децентрализованного теплоснабжения располагаются, прежде всего, в районах застройки одно - двухквартирными жилыми домами с приусадебными земельными участками с плотностью тепловой нагрузки 0,12-0,25 Гкал/ч на 1 га.

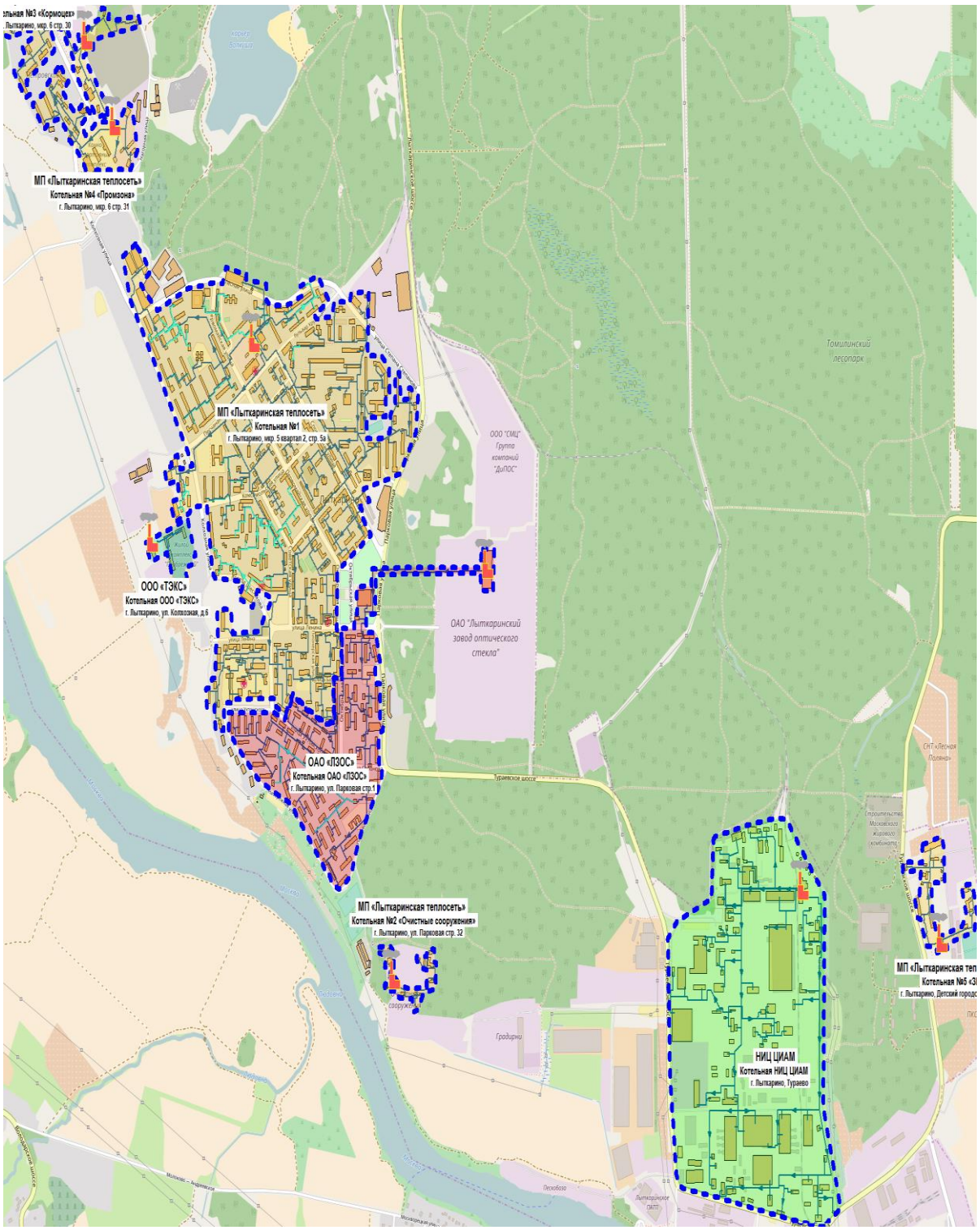


Рисунок 1.1.3.1. Зона действия теплоснабжающих организаций городского округа город Лыткарино

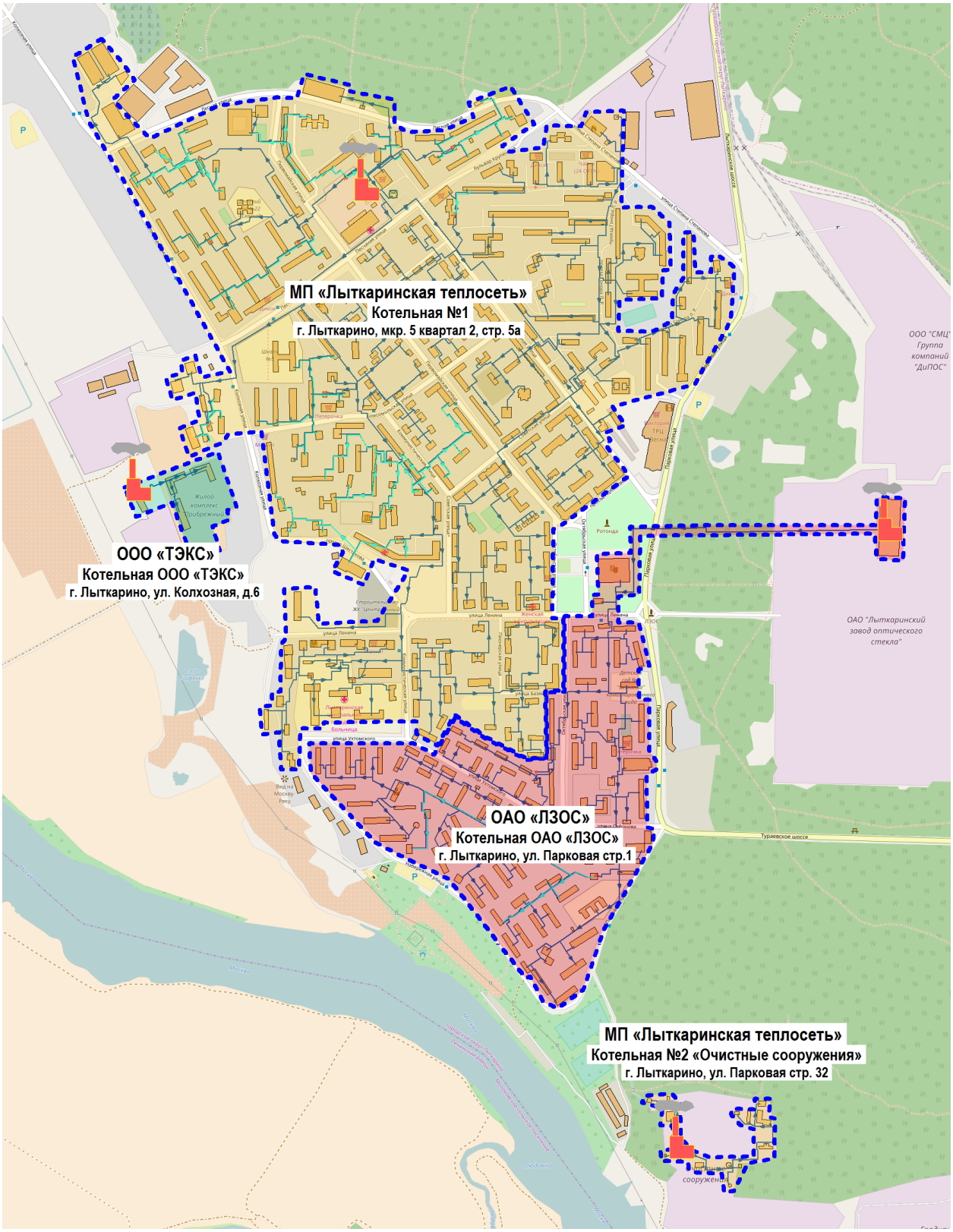


Рисунок 1.1.4.1. Зона действия котельных городского округа город Лыткарино

Рисунок 1.1.4.2. Зона действия котельных городского округа город Лыткарино

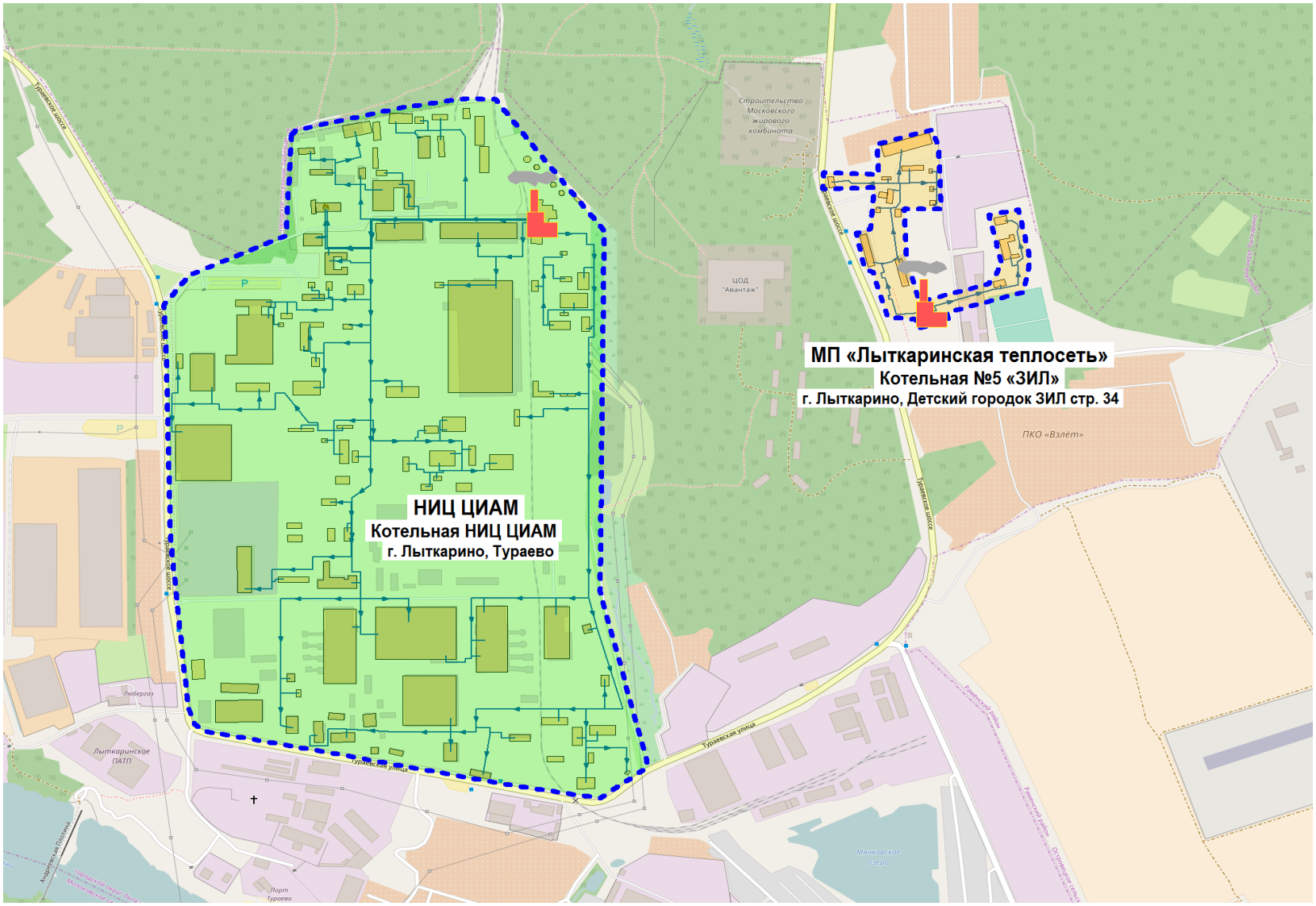


Рисунок 1.1.4.3. Зона действия котельных городского округа город Лыткарино

1.2. Источники тепловой энергии

№ п/п	Тепловой источник	Теплоснабжающая организация	Тип котлоагрегата		Основное топливо	Резервное топливо
1	Котельная №1	МП "Лыткаринская теплосеть"	ПТВМ-50	паровой	газ	мазут
			ПТВМ-50	водогрейный	газ	мазут
2	Котельная №2 "Очистные сооружения"		Е 1/9	водогрейный	газ	-
			Е 1/9	водогрейный	газ	-
3	Котельная №3 "Кормоцех"		ЗИО-60	-	-	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
4	Котельная №4 "Промзона"		ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
			ЗИО-60	водогрейный	газ	-
5	Котельная №5 "ЗИЛ"		НР-18	водогрейный	газ	-
			НР-18	водогрейный	газ	-
			НР-18	водогрейный	газ	-
			НР-18	водогрейный	газ	-
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	ОАО «ЛЗОС»	ПТВМ-50	водогрейный	газ	мазут
			ПТВМ-50	водогрейный	газ	мазут
			ДКВР 10-13	паровой	газ	мазут
			ДКВР 10-13	паровой	газ	мазут
7	Котельная ООО «ТЕКС»	ООО «ТЕКС»	Vitomax 100	водогрейный	газ	мазут
			Vitomax 100	водогрейный	газ	дизел.
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова»	ДЕ-25/14ГМ	паровой	газ	мазут
			ДЕ-25/14ГМ	паровой	газ	мазут
			ДЕВ-25/15 ГМ	водогрейный	газ	мазут
			ДЕВ-25/15 ГМ	водогрейный	газ	мазут
			ШБ-А7	водогрейный	газ	мазут

1.2.1. **Структура основного оборудования**

Структура основного оборудования тепловых источников в соответствии с эксплуатационной принадлежностью представлена в **таблице 1.2.1.1**.

Таблица 1.2.1.1 ─ Структура основного оборудования тепловых источников

Котельная №1

Котельная №1 МП «Лыткаринская теплосеть» (г. Лыткарино, мкр. 5 квартал 2, стр. 5а) обеспечивает потребности отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий, коммерческих потребителей 2 ÷ 5 микрорайонов.

Котельная построена в 1980 году и оборудована двумя водогрейными котлами ПТВМ-50.

Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо - мазут.

Установленная тепловая мощность котельной – 100,0 Гкал/час.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 100 Гкал/час.

Присоединённая нагрузка – 108,12 Гкал/час.

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая, зависимая.

Температурный график отпуска тепла с котельной – 115/70^{0}С

Характеристика котлов и насосного оборудования котельной по состоянию на 01.01.2017г. приведены в **таблицах 1.2.1.2 и 1.2.1.3**.

Таблица 1.2.1.2 ─ Технические характеристики котлов котельной №1 МП «Лыткаринская теплосеть»

Номера котлов	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ть по РНИ, т/ч	Давление, кгс/см^2	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	КПД "брутто", %	Уд.расход т-ва, кг у.т./Гкал
ПТВМ-50	1980	водогр.	12,0	50,0	50,0	90,6	159,4
ПТВМ-50	1980	водогр.	12,0	50,0	50,0	90,6	159,4
			Итого	**100,0**	**100**	90,6	159,4

Таблица 1.2.1.3 ─ Насосное оборудование котельной №1 МП «Лыткаринская теплосеть»

Насосы		
Сетевые	Тип насоса	1Д1250-125б
	Тип электродвигателя	5АН355ВЧУ3
	Мощность двигателя, кВт	400

Насосы		
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3/ч$	1030
	Напор, м	87
	Тип насоса	СЭ-800/100-11-с
	Тип электродвигателя	5АН355АЧ
	Мощность двигателя, кВт	315
	Количество, шт.	2
	Подача, $м^3/ч$	800
	Напор, м	100
	Тип насоса	NKG200-315/282-A2-F-A-BAGE
	Тип электродвигателя	3MOT1LA8317-2PC90-ZNo
	Мощность двигателя, кВт	315
	Количество, шт.	2
	Подача, $м^3/ч$	810
	Напор, м	96
Рециркуляционные	Тип насоса	Нку-250
	Тип электродвигателя	А02-814У3
	Мощность двигателя, кВт	40
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3/ч$	250
	Напор, м	32
Подпиточные	Тип насоса	1К-80-50-200
	Тип электродвигателя	5АМХ160S2У3
	Мощность двигателя, кВт	15
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3/ч$	50
	Напор, м	50
Насосы рабочей воды	Тип насоса	КС12-50/2
	Тип электродвигателя	ВАО-41-2У2
	Мощность двигателя, кВт	5,5
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3/ч$	12
	Напор, м	50
Насосы раствора соли	Тип насоса	1,5х6Д1-УЧ
	Тип электродвигателя	А031-2М
	Мощность двигателя, кВт	4
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3/ч$	8,5
	Напор, м	18,5
Насосы сырой воды	Тип насоса	4К-12А
	Тип электродвигателя	А02-51-2У3
	Мощность двигателя, кВт	10
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3/ч$	85
	Напор, м	28

Котельная №2 «Очистные сооружения»

Котельная №2 «Очистные сооружения» МП «Лыткаринская теплосеть» (г. Лыткарино, ул. Парковая, стр. 32), обеспечивает потребности отопления и горячего водоснабжения очистных сооружений МП "Водоканал" г. Лыткарино.

Котельная построена в 1974 году и оборудована двумя паровыми котлами Е 1/9.

Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо - отсутствует.

Установленная тепловая мощность котельной – 1,2 Гкал/час.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 1,2 Гкал/час.

Присоединённая нагрузка – 0,454 Гкал/час.

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая, зависимая.

Температурный график отпуска тепла с котельной – 95/70°С.

Характеристика котлов и насосного оборудования котельной по состоянию на 01.01.2017 г. приведены в **таблицах 1.2.1.4 и 1.2.1.5**.

Таблица 1.2.1.4 ─ Технические характеристики котлов котельной №2 «Очистные сооружения» МП «Лыткаринская теплосеть»

Номера котлов	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ть по РНИ, т/ч	Давление, кгс/см^2	Установленная мощность, Гкал/час	Распологаемая мощность, Гкал/час	КПД "брутто", %	Уд.расход т-ва, кг у.т./Гкал
Е 1/9	1974	паров.	6,0	0,66	0,29	81,5	164,8
Е 1/9	1974	паров.	6,0	0,66	0,28	81,5	164,8
			Итого	**1,32**	**0,57**	81,5	164,8

Таблица 1.2.1.5 ─ Насосное оборудование котельной №2 «Очистные сооружения» МП «Лыткаринская теплосеть»

Насосы		
Питательные	Тип насоса	АН-2/16
	Тип электродвигателя	-
	Мощность двигателя, кВт	1,5
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	2
	Напор, м	16
Циркуляционные сетевые	Тип насоса	К80-65-160
	Тип электродвигателя	5АИ112М2
	Мощность двигателя, кВт	7,5
	Количество, шт.	1

Насосы		
	Подача, $м^3$/ч	50
	Напор, м	32
	Тип насоса	СД16/25
	Тип электродвигателя	-
	Мощность двигателя, кВт	4
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3$/ч	50
	Напор, м	20
	Тип насоса	К45/30
	Тип электродвигателя	АО2-42-2
	Мощность двигателя, кВт	7,5
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3$/ч	45
	Напор, м	30
Конденсатные	Тип насоса	К8/18
	Тип электродвигателя	-
	Мощность двигателя, кВт	1,5
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3$/ч	8
	Напор, м	18

Котельная №3 «Кормоцех»

Котельная №3 «Кормоцех» МП «Лыткаринская теплосеть» (г. Лыткарино, мкр. 6 стр. 30), обеспечивает потребности отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий, коммерческих потребителей 6 микрорайона.

Котельная построена в 1975 году и оборудована восьмью водогрейными котлами ЗИО-60.

Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо - отсутствует.

Установленная тепловая мощность котельной – 4,8 Гкал/час.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 4,8 Гкал/час.

Присоединённая нагрузка – 2,41 Гкал/час.

Система теплоснабжения – четырехтрубная, закрытая, зависимая.

Температурный график отпуска тепла с котельной – 95/70°С.

Характеристика котлов и насосного оборудования котельной по состоянию на 01.01.2017 г. приведены в **таблицах 1.2.1.6 и 1.2.1.7**.

Таблица 1.2.1.6 – Технические характеристики котлов котельной №3 «Кормоцех» МП «Лыткаринская теплосеть»

Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ть по РНИ, т/ч	Давление, кгс/см^2	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	КПД "брутто", %	Уд. расход т-ва, кг у.т./Гкал
ЗИО-60	1975	водогр.	6,0	0,6	0,48	82,8	175,7
ЗИО-60	1975	водогр.	6,0	0,6	0,47	82,8	175,5
ЗИО-60	1975	водогр.	6,0	0,6	0,47	82,8	175,9
ЗИО-60	1975	водогр.	6,0	0,6	0,48	82,8	175,8
ЗИО-60	1975	водогр.	6,0	0,6	0,47	82,8	175,6
ЗИО-60	1975	водогр.	6,0	0,6	0,49	82,8	175,7
ЗИО-60	1975	водогр.	6,0	0,6	0,48	82,8	175,8
ЗИО-60	1975	водогр.	6,0	0,6	0,49	82,8	175,7
			Итого	**4,80**	**3,83**	82,80	175,71

Таблица 1.2.1.7 – Насосное оборудование котельной №3 «Кормоцех» МП «Лыткаринская теплосеть»

Насосы		
Сетевые	Тип насоса	К160/30
	Тип электродвигателя	АИР180МЧ
	Мощность двигателя, кВт	30
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	160
	Напор, м	30
Циркуляционные ГВС	Тип насоса	К45/30
	Тип электродвигателя	АИР112М2
	Мощность двигателя, кВт	7,5
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	45
	Напор, м	30
Подпиточные	Тип насоса	К20/30У31
	Тип электродвигателя	АИР100S2
	Мощность двигателя, кВт	4
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	20
	Напор, м	30
Сетевой воды	Тип насоса	К80-65-160
	Тип электродвигателя	АИР112М2
	Мощность двигателя, кВт	7,5
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	50
	Напор, м	32

Котельная №4 «Промзона»

Котельная №4 «Промзона» МП «Лыткаринская теплосеть» (г. Лыткарино, мкр. 6 стр. 31), обеспечивает потребности отоплениях и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий, коммерческих потребителей 6 микрорайона.

Котельная построена в 1967 году и оборудована шестью водогрейными котлами ЗИО-60.

Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо - отсутствует.

Установленная тепловая мощность котельной –3,6 Гкал/час.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 3,6 Гкал/час.

Присоединённая нагрузка – 1,59 Гкал/час.

Система теплоснабжения – четырехтрубная, закрытая, зависимая.

Температурный график отпуска тепла с котельной – 95/70°С.

Характеристика котлов и насосного оборудования котельной по состоянию на 01.01.2017 г. приведены в **таблицах 1.2.1.8 и 1.2.1.9**.

Таблица 1.2.1.8 ─ Технические характеристики котлов котельной №4 «Промзона» МП «Лыткаринская теплосеть»

Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ть по РНИ, т/ч	Давление, кгс/см^2	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	КПД "брутто", %	Уд. расход т-ва, кг у.т./Гкал
ЗИО-60	1967	водогр.	6,0	0,6	0,49	82,8	173,8
ЗИО-60	1967	водогр.	6,0	0,6	0,48	82,8	173,7
ЗИО-60	1967	водогр.	6,0	0,6	0,49	82,8	173,9
ЗИО-60	1967	водогр.	6,0	0,6	0,48	82,8	173,6
ЗИО-60	1967	водогр.	6,0	0,6	0,49	82,8	173,6
ЗИО-60	1967	водогр.	6,0	0,6	0,48	82,8	173,2
			Итого	**3,60**	**2,91**	82,80	173,6

Таблица 1.2.1.9 ─ Насосное оборудование котельной №4 «Промзона» МП «Лыткаринская теплосеть»

Насосы		
Сетевые	Тип насоса	К160/30
	Тип электродвигателя	АИР180мч
	Мощность двигателя, кВт	30
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	160
	Напор, м	30
Подпиточные	Тип насоса	К20/30

Насосы		
	Тип электродвигателя	АИР100S2
	Мощность двигателя, кВт	4
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3$/ч	20
	Напор, м	30
Циркуляционные ГВС	Тип насоса	К45/30
	Тип электродвигателя	АИР112М2
	Мощность двигателя, кВт	7,5
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3$/ч	45
	Напор, м	30
Насосы сетевой воды «котел-бойлер»	Тип насоса	К45/30
	Тип электродвигателя	АИР112М2
	Мощность двигателя, кВт	7,5
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3$/ч	45
	Напор, м	30
	Тип насоса	К80-65-160
	Тип электродвигателя	АИР112М2У3
	Мощность двигателя, кВт	7,5
	Количество, шт.	1
	Подача, $м^3$/ч	50
	Напор, м	32

Котельная №5 «ЗИЛ»

Котельная №5 «ЗИЛ» МП «Лыткаринская теплосеть» (г. Лыткарино, мкр. 6 стр. 31), обеспечивает потребности отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий, коммерческих потребителей микрорайона «ЗИЛ».

Котельная построена в 1976 году и оборудована четырьмя водогрейными котлами НР-18.

Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо - отсутствует.

Установленная тепловая мощность котельной – 2,4 Гкал/час.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 2,4 Гкал/час (принята как установленная, т.к. отсутствуют режимные карты).

Присоединённая нагрузка – 1,12 Гкал/час.

Система теплоснабжения – четырехтрубная, закрытая, зависимая.

Температурный график отпуска тепла с котельной – 95/70°С.

Характеристика котлов и насосного оборудования котельной по состоянию на 01.07.2017 г. приведены в **таблицах 1.2.1.10 и 1.2.1.11**.

Таблица 1.2.1.10 – Технические характеристики котлов котельной №5 «ЗИЛ» МП «Лыткаринская теплосеть»

Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ть по РНИ, т/ч	Давление, кгс/см^2	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	КПД "брутто", %	Уд. расход т-ва, кг у.т./Гкал
НР-18	1976	водогр.	5,0	0,6	0,49	82,8	179,2
НР-18	1976	водогр.	5,0	0,6	0,49	82,8	179,5
НР-18	1976	водогр.	5,0	0,6	0,48	82,8	179,3
НР-18	1976	водогр.	5,0	0,6	0,48	82,8	179,3
			Итого	**2,40**	**1,94**	82,80	179,33

Таблица 1.2.1.11 – Технические характеристики котлов котельной №5 «ЗИЛ» МП «Лыткаринская теплосеть»

Насосы		
Сетевые	Тип насоса	К90/35А
	Тип электродвигателя	АМ160S2
	Мощность двигателя, кВт	15
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	85
	Напор, м	28
	Тип насоса	К100-80-160
	Тип электродвигателя	АИР112М2
	Мощность двигателя, кВт	15
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	100
	Напор, м	32
Циркуляционные ГВС	Тип насоса	К45/30
	Тип электродвигателя	АИР112М2
	Мощность двигателя, кВт	7,5
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	45
	Напор, м	30
Насосы сетевой воды «котел-бойлер»	Тип насоса	ВК2/26А-У2
	Тип электродвигателя	АИР100L
	Мощность двигателя, кВт	4
	Количество, шт.	1
	Подача, м^3/ч	7,2
	Напор, м	26

Котельная ОАО «ЛЗОС»

Котельная ОАО «ЛЗОС» (г. Лыткарино, ул. Парковая стр.1) обеспечивает потребности отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий, коммерческих потребителей 1 микрорайона.

Котельная построена в 1963 году и оборудована двумя водогрейными котлами ПТВМ-50 и паровыми котлами ДКВР 10-13 и ДЕ 10-14ГМ.

Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо - мазут.

Установленная тепловая мощность котельной – 111,6 Гкал/час.
Располагаемая тепловая мощность котельной – 111,6 Гкал/час.

Присоединённая нагрузка – 27,12 Гкал/час.

Система теплоснабжения – четырехтрубная, закрытая, зависимая.

Температурный график отпуска тепла с котельной – 115/70 ^{0}С
Характеристика котлов и насосного оборудования котельной по состоянию на 01.12.2017 г. приведены в **таблицах 1.2.1.12 и 1.2.1.13**.

Таблица 1.2.1.12 ─ Технические характеристики котлов котельной ОАО «ЛЗОС»

Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ть по РНИ, т/ч	Давление, кгс/см^2	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	КПД "брутто", %	Уд. расход т-ва, кг у.т./Гкал
ПТВМ-50	1963	водогр.	12	50	38,08	91,5	156,1
ПТВМ-50	1963	водогр.	12	50	34,7	90,3	158,1
ДКВР 10-13	1971	12,44	8,0	5,8	7,12	92,5	154,4
ДЕ 10-14ГМ	1984	9,4	10,0	5,8	5,16	91,8	155,6
			Итого	**111,60**	**85,06**	91,53	156,0

Таблица 1.2.1.13 ─ Основное оборудование котельной ОАО «ЛЗОС»

Наименование оборудования	Марка	производ., м^3/час	Напор, м	Мощность двигателя, скорость вращения
Горелка котла ПТВМ №1	МГМГ-6	Q=6,6 Гкал/час (12 шт.)		
Горелка котла ПТВМ №2	МГМГ-6	Q=6,6 Гкал/час (12 шт.)		
Горелка котла ДКВР 10/13 №3	ГМГ-5,5/7	Q=5,5 МВт (2 шт.)		
Горелка котла ДЕ 10-14 №4	ГМГ-7	Q=7,0 МВт (2 шт.)		
Экономайзер котла №3	БВЭС-IV-I	F=113 м^2		
Экономайзер котла №4	ЭП-2-236	F=236 м^2		
Вентилятор котла №1	ВР-300-45-4	10000	150	7,5 кВт, 1450 об/мин
Вентилятор котла №2	ВР-300-45-4	10000	150	7,5 кВт, 1450 об/мин
Вентилятор котла №3	ВДН-11,2	22200	210	17 кВт, 725 об/мин
Вентилятор котла №4	ВД-102	19600	338	15 кВт, 1500 об/мин
Дымосос котла №3	ДН-12,5	36000	233	30 кВт, 975 об/мин
Дымосос котла №4	ДН-11,2	18400	122	55 кВт, 1500 об/мин

Наименование оборудования	Марка	производ., м³/час	Напор, м	Мощность двигателя, скорость вращения
Питательный насос №1	КС 110/10	10	100	37 кВт,3000 об/мин
Питательный насос №2	КС110/10	10	100	37 кВт,3000 об/мин
Питательный насос №3	КС 110/10	10	100	45 кВт,3000 об/мин
Питательный насос №4	КС110/10	10	100	55 кВт,3000 об/мин
Насос сетевой №1	1Д 1250-125а	1150	102	500 кВт, 29000 об/мин
Насос сетевой №2	1Д 1250-125а	1150	102	500 кВт, 29000 об/мин
Насос сетевой №3	1Д 630-90	630	90	250 кВт, 29000 об/мин
Насос сетевой №4	1Д 630-90	630	90	160 кВт, 29000 об/мин
Насос сетевой №5	1Д 1250-125	1250	125	630 кВт, 29000 об/мин
Подпиточный насос №1	АО-2	50	32	37 кВт,1460 об/мин
Подпиточный насос №2	АИР-112	20	30	22 кВт, 1460 об/мин
Насос исходной воды	8К-12	230	32	
Насос вакуумный	РМК-3			
Фильтр Na-катионитовый 1 ст.	ФИП П-2,0-0,6 Na			
Фильтр Na-катионитовый 1 ст.	ФИП П-2,0-0,6 Na			
Фильтр Na-катионитовый 2 ст.	ФИП П-2,0-0,6 Na			
Насос солевой	3К-6М	60	20	
Насос солевой	2К-6М	60	20	
Эжектор солевой				
Декарбонизатор	V=170 м³			
Аккумуляторный бак	V=170 м³			
Бак мерник реген. р-ра соли	V=11,5 м³			
Бункер мокрого хранения соли	V=25 м³			
Теплообменник сырой воды				

Котельная ООО «ТЕКС»

Котельная ООО «ТЕКС» (г. Лыткарино, отделение № 3, ПК «Сельскохозяйственная артель «Колхоз им. Ленина», ул. Колхозная) обеспечивает потребности отопления и горячего водоснабжения трех жилых домов.

Котельная построена в 2015 году и оборудована двумя водогрейными котлами Viessmann.

Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо - дизельное.

Установленная тепловая мощность котельной – 4,5 Гкал/час (после установки третьего котла установленная тепловая мощность котельной станет - 7,5 Гкал/час).

Располагаемая тепловая мощность котельной в соответствии с действующими режимными картами – 4,5 Гкал/час.

Присоединённая нагрузка – 5,07 Гкал/час.

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая, зависимая.

Температурный график отпуска тепла с котельной – 105/70°С.

Характеристика котлов и насосного оборудования котельной по состоянию на 01.12.2017 г. приведены в **таблицах 1.2.1.14 и 1.2.1.15**.

Таблица 1.2.1.14 – Технические характеристики котлов котельной ООО «ТЕКС»

Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ть по РНИ, т/ч	Давление, кгс/см^2	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	КПД "брутто", %	Уд. расход т-ва, кг у.т./Гкал
Vitomax 100	2015	водогр.	3,0	2,0	2,0	93,2	153,2
Vitomax 100	2015	водогр.	3,0	2,5	2,5	92,8	153,9
Vitomax 100	2017*	водогр.	3,0	3,0	не установлен		
			Итого	**4,50**	**4,50**	93,00	153,5

Таблица 1.2.1.15 – Основное оборудование котельной ООО «ТЕКС»

Наименование оборудования	Марка	производ., м^3/час	Напор, м	Мощность двигателя, скорость вращения
Горелка №1	Weishaupt WM-GL 30/1-A		Q=2,3 МВт	
Горелка №1	Weishaupt WM-GL 30/2-A		Q=2,9 МВт	
Вентилятор котла №1	Встроенный в горелку			
Вентилятор котла №2	Встроенный в горелку			
Насос сетевой №1	Wilo BL 65/170-15/2	106,8	35	15 кВт, 29000 об/мин
Насос сетевой №2	Wilo BL 65/170-15/2	106,8	35	15 кВт, 29000 об/мин
Насос сетевой №3	Wilo BL 65/170-15/2	106,8	35	15 кВт, 29000 об/мин
Рециркуляционный насос №1	Wilo MHIL 65/140-0,55			
Рециркуляционный насос №2	Wilo MHIL 65/140-0,55			
Расширительный бак	V=300*2 м^3			
Подпиточный насос №1	Wilo MHIL 103-E-3-400-50-2/8			
Подпиточный насос №2	Wilo MHIL 103-E-3-400-50-2/8			
Поысительный насос №1	Wilo MHIL 103-E-3-400-50-2/8			
Поысительный насос №2	Wilo MHIL 103-E-3-400-50-2/8			
Установка дозирования реагента HydroChem 140	Насос-дозатор TEKNA EVO APG 603	G=4.0 м^3/час		
Фильтр обезжелезивания	FWFB 1665 CLACK	G=4.0 м^3/час		
Установка умягчения периодического действия	FWFF 1665 CLACK	G=5,5 м^3/час		

Котельная «НИЦ ЦИАМ»

Котельная «НИЦ ЦИАМ» (г. Лыткарино, промзона Тураево, строение 7) обеспечивает потребности отопления потребителей промзоны «Тураево».

Котельная построена в 1966 году и оборудована одним водогрейным котлом ШБ-А7, двумя паровыми котлами ДЕВ-25/15 ГМ (переведенные на водогрейный режим) и двумя паровыми котлами ДЕ-25/14ГМ.

Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо - дизельное.

Установленная тепловая мощность котельной – 74,65 Гкал/час.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 74,65 Гкал/час (принята как установленная, т.к. отсутствуют режимные карты).

Присоединённая нагрузка – 15,58 Гкал/час.

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая, зависимая.

Температурный график отпуска тепла с котельной – 115/70°С.

Характеристика котлов и насосного оборудования котельной по состоянию на 01.12.2017 г. приведены в **таблицах 1.2.1.16 и 1.2.1.17**.

Таблица 1.2.1.16 ─ Технические характеристики котлов котельной «НИЦ ЦИАМ»

Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ть по РНИ, т/ч	Давление, кгс/см^2	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	КПД "брутто", %	Уд. расход т-ва, кг у.т./Гкал
ДЕ-25/14ГМ	1988	25	8	13,2	13,2	87,2	163,7
ДЕ-25/14ГМ	1988	25	8	13,2	13,2	90,0	158,7
ДЕВ-25/15 ГМ	1988	водогр.	10	13,25	13,25	89,3	159,9
ДЕВ-25/15 ГМ	1988	водогр.	10	15,0	15,0	89,5	159,5
ШБ-А7	1953	водогр.	10	20,0	20,0	87,9	162,4
			Итого	**74,65**	**74,65**	90,0	

Таблица 1.2.1.17 ─ Основное оборудование котельной «НИЦ ЦИАМ»

Наименование оборудования	Марка	производ., м^3/час	Напор,м	Мощность двигателя, скорость вращения
Насос сетевой №1	1Д 1250-125	1250	125	630 кВт, 29000 об/мин
Насос сетевой №2	1Д 1250-125	1250	125	630 кВт, 29000 об/мин
Насос сетевой №3	1Д 1250-125	1250	125	630 кВт, 29000 об/мин
Насос сетевой №4	1Д 630-90	630	90	160 кВт, 29000 об/мин
Подпиточный насос №1	АО-2	50	32	37 кВт,1460 об/мин
Подпиточный насос №2	АИР-112	20	30	22 кВт, 1460 об/мин
Бункер мокрого хранения соли	V=113 м^3			
Фильтр Na-катионитовый 1 ст.	ФИП П-2,0-0,6 Na			
Фильтр Na-катионитовый 1 ст.	ФИП П-2,0-0,6 Na			

Наименование оборудования	Марка	производ., м³/час	Напор,м	Мощность двигателя, скорость вращения
Фильтр Na-катионитовый 2 ст.	ФИП П-2,0-0,6 Na			
Насос солевой	3К-6М	60	20	
Насос солевой	2К-6М	60	20	
Эжектор солевой				
Декарбонизатор	V=5,6 м^3			
Бак декарбонизатора	V=26 м^3			
Бак раствора соли	V=(6,2+3,2) м^3			
Бак подпиточный	V=(17,2+9,4) м^3			
Бак конденсатный	V=(7,6+7,6) м^3			
Деаэратор	ДА-100/25	G=100		
Деаэратор	ДА-75/20	G=75		
Деаэратор	ДА-25/20	G=25		
бак-аккумулятор деаэратора ДА-75/20				
Насос рабочего р-ра соли	1,5Х6Д			
Аккумуляторный бак	V=170 м^3			
Насос сырой воды №1	3К-45/30	45	30	
Насос сырой воды №2	3К-45/30	45	30	
Насос сырой воды №3	3К-45/55	45	55	
Насос декарбон-ой воды	3К-45/55	45	55	
Бак-аккумулятор деаэратора	V=(25+8) м^3			
Бак взрыхления фильтров	V=(9,4+5,5) м^3			
Бак мерник реген. р-ра соли	V=(1,6+4,0) м^3			
Теплообменник сырой воды				

1.2.2. **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 20 лет, вопрос не рассматривается.

1.2.3. **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 недопу-

стимых 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.

По данным за 2017 год, представленные теплоснаобжающими организациями, в **таблице 1.2.3.1** приведены параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла.

Таблица 1.2.3.1 – Параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла

Котельная	Адрес котельной	Установленная мощность	Располагаемая мощность по РК	Ограничение тепловой мощности котельной	
		Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
МП «Лыткаринская теплосеть»					
1	Котельная №1	100	100	0	0
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	1,32	1,32	0	0
3	Котельная №3 «Кормоцех»	4,8	4,8	0	0
4	Котельная №4 «Промзона»	3,6	3,6	0	0
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	2,4	2,4	0	0
Итого по МП «Лыткаринская теплосеть»		**112**	**112**	**0**	**0**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	111,6	111,6	0	0
7	Котельная ООО «ТЕКС»	4,5	4,5	0	0
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	74,65	74,65	0	0
ВСЕГО по г.о.г. Лыткарино		**302,75**	**302,75**	**0**	**0**

1.2.4. **Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды. Тепловая мощность нетто теплоисточника**

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: Ксн = Qсн/Qвыр.

Потери тепловой энергии 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.

«Тепловая мощность нетто теплоисточника» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Таблица 1.2.4.1 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности *нетто* котельными городского округа город Лыткарино

Котельная	Адрес котельной	Располагаемая мощность по РК	Расход тепла на собственные и хоз. нужды		Тепловая мощность котельной, нетто
		Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч
МП «Лыткаринская теплосеть»					
1	Котельная №1	100	0,890	0,89	99,11
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	1,32	0,042	3,16	1,28
3	Котельная №3 «Кормоцех»	4,8	0,051	1,06	4,75
4	Котельная №4 «Промзона»	3,6	0,049	1,35	3,55
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	2,4	0,025	1,06	2,37
Итого по МП «Лыткаринская теплосеть»		**112,12**	**1,054**	**0,94**	**111,066**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	111,16	0,191	0,7	110,969
7	Котельная ООО «ТЕКС»	4,5	0,783	17,4	3,717
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	74,65	0,37	2,34	74,28
ВСЕГО по г.о.г. Лыткарино		**302,43**	**2,4**	**0,8**	**300,03**

Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды принят **согласно данным**, представленным энергоснабжающимими организациями.

Анализ полученных данных позволяет сделать вывод, что доля потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды на источниках тепла составляет в среднем **0,8 %** от располагаемой мощности источников тепла.

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

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 и в ближайшей перспективе до 20 лет теплофикационного оборудования.

1.2.6. **Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)**

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в г.о.г. Лыткарино не осуществляется.

1.2.7. **Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой мощности**

В **таблице 1.2.6.1** показана среднегодовая загрузка основного оборудования котельных за 2017 год, исходя из представленной отчетности теплоснабжающими организациями по выработке тепловой энергии котельными г.о.г. Лыткарино.

Фактическая статистическая отчётность часовой загруженности оборудования источников теплоснабжения отсутствует.

Таблица 1.2.6.1 ─ Среднегодовая загрузка котельных городского округа город Лыткарино за 2017 год

Наименование котельной	Марка котлов	номер котла	Количество часов работы котлоагрегата/количество розжигов											
			ян-варь	фев-раль	март	ап-рель	май	июнь	июль	ав-густ	сен-тябрь	ок-тябрь	но-ябрь	де-кабрь
Котельная № 1	ПТВМ-50	1	770/3	672	678/7	703/2	288/1			298/1	706/6	187/1	479/2	740/5
	ПТВМ-50	2	735/3	630/5	503/4		104/2	705/7	730/7	446/1		657/2	688/3	732/5
Котельная № 2 "Очистные"	Е 1/9	1	384/2	672/1	384/1	720/2						552/3	720/1	216/1
	Е 1/9	2	360/3		360/1							192/1		528/2
Котельная № 3 "Кормоцех"	ЗИО-60	1			312/1	624/3	624	384						
	ЗИО-60	2												
	ЗИО-60	3	744	672	432/1				744/2	744	720/2	624/1	720	744
	ЗИО-60	4	744	672	480	216								
	ЗИО-60	5	744	672	744/2	624/2	144					504/1	720	744
	ЗИО-60	6	744	672	288/1	240							720	744
	ЗИО-60	7												
	ЗИО-60	8												
Котельная № 4 "Промзона"	ЗИО-60	1												
	ЗИО-60	2	744/1	672	648/2									
	ЗИО-60	3						220/1					96/1	744/1
	ЗИО-60	4			312/3	192/4						744/3	720/3	432/2
	ЗИО-60	5	744/1	672	96/2	720/4	120/2							
	ЗИО-60	6	744	672/1	744/1	720/5	744/2	500/1	408/1	744	720/1	648/3	720/2	744/2
Котельная № 5 "ЗИЛ городок"	НР-18	1												
	НР-18	2	744/1	672/3	744/1	720/4	264	480		308/1	720/1			
	НР-18	3					480		744			244		
	НР-18	4	744/2	672/3	744	720/1		240		100		500	720/1	744/2

1.2.8. **Способы учета на теплоисточнике входящих энергоресурсов и отпускаемой тепловой энергии**

По Правилам учета газа (утверждены Минтопэнерго России 14 октября 1996г.) отпуск природного газа от газораспределительной организации потребителю осуществляться через узлы учета потребителей природного газа. На узле учета должны фиксироваться следующие величины:

- время работы узла учета;
- расход природного газа;
- среднечасовая и среднесуточная температура природного газа;
- среднечасовое и среднесуточное давление природного газа;
- теплотворная способность природного газа.

Состав узлов учёта природного газа котельных содержит все необходимые компоненты, кроме газоанализатора с вычислителем теплотворной способности, которую принимают на соответствующие периоды по данным лаборатории поставщика.

Количество поставляемого газового топлива на котельную обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.

На котельной №1 учет отпущенной тепловой энергии ведется по приборам учета: Ирвикон ТС-200 и КМ-5м-Б. Также приборы учета имеются на котельной ОАО «ЛЗОС».

На других котельных городского округа учет отпуска тепла осуществляется расчетным методом - по калориметрическим характеристикам и расходу топлива.

Анализ ситуации, сложившейся в муниципальном образовании, показал, что доля обеспеченности теплоисточников приборами учета отпущенной тепловой энергии составляет 33 %.

Согласно пункту 1 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской федерации» производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов.

В соответствии с пунктом 1 статьи 19 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» количество тепловой энергии, теплоносителя, поставляемых по дого-вору теплоснабжения или договору поставки тепловой энергии, а также передаваемых по договору оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, подлежит коммерческому учету.

В соответствии с пунктом 2 статьи 19 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя осуществляется путем их измерения приборами учета,

которые устанавливаются в точке учета, располо-женной на границе балансовой принадлежности, если договором теплоснабжения или до-говором оказания услуг по передаче тепловой энергии не определена иная точка учета.

В соответствии с пунктом 2.1.1 Правил учета тепловой энергии и теплоносителя утверждённых Минэнерго РФ 12.09.1995 № ВК-4936 узлы учета тепловой энергии воды на источниках теплоты, теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), районных тепловых станциях (РТС), котельных и т.п. оборудуются на каждом из выводов.

Таким образом, в целях устранения нарушений Федерального законодательства необходимо установить приборы учета отпущенной тепловой энергии на следующих котельных:

1. Котельная №2 «Очистные сооружения»;
2. Котельная №3 «Кормоцех»;
3. Котельная №4 «Промзона»;
4. Котельная №5 «ЗИЛ».

Представленная теплоснабжающими организациями информация, о средствах учета энергоресурсов на теплоисточниках, приведена в **таблице 1.2.7.1**.

Таблица 1.2.7.1 ─ Средства учета энергоресурсов на теплоисточниках городского округа город Лыткарино

Котельная	Адрес котельной	Кол-во и тип теплосчетчиков	Кол-во и тип приборов учета топ-лива	Счетчик холодной воды	Счетчик горячей воды (ГВС)	Кол-во и тип элек-тросчетчиков
МП «Лыткаринская теплосеть»						
1	Котельная №1	Ирвикон ТС-200 и КМ-5м-Б	нет	нет	нет	СА4У-И672М-2 шт.
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	нет	нет	нет	нет	СА4У-И672М-2 шт.
3	Котельная №3 «Кормцех»	нет	нет	нет	нет	СЭТ4-1/2М
4	Котельная №4 «Промзона»	нет	нет	нет	нет	СА4У-И672М-2 шт.
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	нет	нет	нет	нет	СР4У-И673М
г.о.г. Лыткарино						
8	Котельная ОАО «ЛЗОС»	нет	РГ-250	ВСКМ40	нет	СЭТ4-1/2М
9	Котельная ООО «ТЕКС»	нет	нет	нет	нет	СР4У-И673М
10	Котельная НИЦ ЦИАМ	нет	нет	нет	нет	СЭТ4-1/2М

1.2.9. **Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Информация об отказах и восстановлений оборудования источников тепловой энергии отсутствует.

1.2.10. **Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

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

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

1.2.11. **Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения.**

Основными технико-экономическими показателями теплоснабжающих и теплосетевых организаций является *удельный расход топлива на выработку* и *отпуск тепловой энергии*.

Сводные технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения городского округа город Лыткарино за 2017 год ***согласно представленной отчетности*** приведены в **таблице 1.2.10.1.**

Примечание:

1) Коэффициент эффективности системы теплоснабжения ($К_{эст}$) определен по формуле:

$$К_{эст} = КПД_{котл} – ПОТЕРИ_{собст.нужд}\ (\%) – ПОТЕРИ_{тепл.сети}\ (\%)$$

2) Следует отметить, что *данные по фактическим показателям* («Полезный отпуск, Гкал/год»)*, занесенные в табл. 25, определялись исключительно на основании экономической отчетности предприятия и могут не отражать реальной картины.*

Таблица 1.2.10.1– Сводные технико-экономические показатели работы котельных городского округа город Лыткарино по отчетности теплоснабжающих организаций за 2017 год

Котельная	Адрес котельной	Выработка т/э котлами	Полезный отпуск тепла	Получено/отпущено тепла со стороны	Фактический расход натурального топлива	Фактический расход условного топлива	Удельный расход условного топлива на выработку тепла	КПД котлов	Удельный расход условного топлива на полезный отпуск	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения
		Гкал/год	Гкал/год	Гкал/год	тыс. нм^3 / год	тут/год	кг ут / Гкал	%	кг ут / Гкал	%
МП «Лыткаринская теплосеть»										
1	Котельная №1	270535,63	251916,18	0	33194,56	38647,95	158,6	90,60	159,5	83,72
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	1213,97	991,17	0	148,95	173,42	165,1	81,49	173,6	63,14
3	Котельная №3 «Кормоцех»	7034,33	6358,93	0	863,11	1004,90	175,6	82,80	178,4	73,20
4	Котельная №4 «Промзона»	6029,64	5228,61	0	739,83	861,38	173,7	82,80	177	69,52
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	3963,50	2987,64	0	486,32	566,21	179,2	82,81	183,6	58,19
Итого по кот. МП «Лыткаринская теплосеть»		**288777,1**	**267482,5**	**65378,32/0**	**35432,77**	**41253,9**	**170,44**	**84,1**	**174,42**	**69,55**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	-	-	0/65378,32	8022	9339	-	91,53	156,4	81
7	Котельная НИЦ ЦИАМ	54426	51263	0	6679	7775	159,1	90	162,6	84,1
8	Котельная ООО «ТЕКС»	8038	6340	0	1436,3527	1233,98	153,5	93	155,3	85,2
ВСЕГО по г.о.г. Лыткарино		**351242,1**	**325085,5**	**0/65378,32**	**51570,12**	**59601,88**	**161,01**	**89,7**	**164,5**	**79,96**

1.3. Тепловые сети

1.3.1. **Структура тепловых сетей.**

Схема тепловой сети от котельных городского округа город Лыткарино:

- котельная №1 МП «Лыткаринская теплосеть» ─ тупиковая, двухтрубная, закрытая до ЦТП; от ЦТП ─ четырехтрубная, закрытая;
- котельная №2 «Очистные сооружения» МП «Лыткаринская теплосеть» ─ тупиковая, двухтрубная, закрытая;
- котельная №3 «Кормоцех» МП «Лыткаринская теплосеть» ─ тупиковая; четырехтрубная; закрытая;
- котельная №4 «Промзона» МП «Лыткаринская теплосеть» ─ тупиковая, четырехтрубная, закрытая;
- котельная №5 «ЗИЛ» МП «Лыткаринская теплосеть» ─ тупиковая, четырехтрубная, закрытая;
- котельная №6 ОАО «ЛЗОС» МП «Лыткаринская теплосеть» ─ тупиковая, четырехтрубная, закрытая;
- котельная НИЦ ЦИАМ филиала ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова» ─ тупиковая, четырехтрубная, закрытая;
- котельная «ТЕКС» ООО «ТЕКС» ─ тупиковая, двухтрубная, закрытая.

Таблица 1.3.1.1 ─Общая структура тепловых сетей городского округа город Лыткарино

Котельная	Адрес котельной	Назначение сетей	Диапазон используемых условных диаметров, мм	Год прокладки, перекладки тепловых сетей	Тип прокладки тепловых сетей	Суммарная протяженность в двухтр., м
МП «Лыткаринская теплосеть»						
1	Котельная №1	магистр., СО, ГВС	32-600	1956	надзем, подзем	69296,8
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	магистр.	32-100	1972	подзем	2107
3	Котельная №3 «Кормоцех»	СО, ГВС	32-200	1985	подзем	2630
4	Котельная №4 «Промзона»	СО, ГВС	32-200	1960	подзем	2951
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	СО, ГВС	32-200	1972	подзем	3735,5
Всего по МП «Лыткаринская теплосеть»						**80720,3**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	СО, ГВС	40-500	1960	подзем	19238,9
7	Котельная НИЦ ЦИАМ	СО, пар	32-500	1959	надзем, подзем	17745
8	Котельная ООО «ТЕКС»	СО, ГВС	200-300	2003	подзем	678,6
Всего						**37662,5**
ИТОГО						**118382,8**

1.3.2. **Параметры тепловых сетей., включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки. Краткая характеристика грунтов в местах прокладки тепловых сетей с выделением наименее надежных участков.**

Год ввода: 1956г. Диаметры трубопроводов от 32 мм до 600 мм. Материал используемых труб - сталь. Суммарная протяженность **200570** метров в двухтрубном исчислении. Способ прокладки: надземная и подземная в непроходных каналах. В качестве тепловой изоляции используется битум перлит, ППУ-изоляция. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота.

Материальная характеристика тепловых сетей от котельных городского округа город Лыткарино представлена в **таблицах 1.3.2.1-1.3.2.15.**

Материальная характеристика тепловых сетей всех котельных городского округа город Лыткарино – 15 184 м^2.

Средний по материальной характеристике диаметр трубопроводов тепловой сети – 0,151 м.

Состояние изоляции на участках магистральной тепловой сети - удовлетворительное.

Процент тепловых сетей построенных до 1991 г. (в однотрубном исчислении) составляет – **48 155,5 м (40,9%)**.

Процент тепловых сетей построенных до 2001 г. (в однотрубном исчислении) составляет– **65 332,7 м (55,5%)**.

Протяженность магистральных теплопроводов городского округа город Лыткарино– **25 176,6** м в двухтрубном исчислении

Протяженность теплопроводов системы отопления городского округа город Лыткарино– **21 442,6** м в двухтрубном исчислении.

Протяженность теплопроводов системы ГВС городского округа город Лыткарино» – **11 898,4** м в двухтрубном исчислении.

Протяженность паровых теплопроводов городского округа город Лыткарино» – **334,5** м в двухтрубном исчислении.

Таблица 1.3.2.1 ─ Материальная характеристика магистральной тепловой сети котельной №1 городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32		70,0	70,0	0,001	0,1	2,2
2	40	78,0	286,0	364,0	0,001	0,4	14,6
3	50	116,0	3 827,0	3 943,0	0,002	7,9	197,2
4	70		2 445,0	2 445,0	0,004	9,8	171,2
5	80	68,0	8 098,6	8 166,6	0,005	40,8	653,3
6	100	52,0	6 552,0	6 604,0	0,008	52,8	660,4
7	125	308,0	4 115,2	4 423,2	0,012	53,1	552,9
8	150		6 995,0	6 995,0	0,018	125,9	1 049,3
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200	54,0	6 612,2	6 666,2	0,034	226,7	1 333,2
11	250	116,0	2 125,6	2 241,6	0,053	118,8	560,4
12	300		1 299,6	1 299,6	0,075	97,5	389,9
13	350		112,0	112,0	0,102	11,4	39,2
14	400		1 624,0	1 624,0	0,133	215,7	649,6
15	500		3 206,0	3 206,0	0,208	665,2	1 603,0
16	600		86,0	86,0	0,299	25,7	51,6
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВС ЕГО	**164,3**	792,0	47 454,2	**48 246,2**		**1 651,7**	**7 927,9**
				24 123,1	0,0	**825,8**	**3 963,9**

Таблица 1.3.2.2 ─ Материальная характеристика тепловой сети системы отопления котельной №1 городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32			0,0	0,001	0,0	0,0
2	40			0,0	0,001	0,0	0,0
3	50		72,0	72,0	0,002	0,1	3,6
4	70		60,0	60,0	0,004	0,2	4,2
5	80		180,0	180,0	0,005	0,9	14,4
6	100		824,0	824,0	0,008	6,6	82,4
7	125		1 076,0	1 076,0	0,012	12,9	134,5
8	150		114,0	114,0	0,018	2,1	17,1
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200		220,0	220,0	0,034	7,5	44,0
11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕГО	**117,9**	0,0	2 546,0	**2 546,0**		**30,3**	**300,2**
				1 273,0	0,0	**15,2**	**150,1**

Таблица 1.3.2.3 ─ Материальная характеристика тепловой сети системы ГВС котельной №1 городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32		**139,0**	139,0	0,001	0,1	4,4
2	40		131,0	131,0	0,001	0,1	5,2
3	50	118,0	4 471,8	4 589,8	0,002	9,2	229,5
4	70	146,0	2 341,4	2 487,4	0,004	9,9	174,1
5	80	24,0	4 273,3	4 297,3	0,005	21,5	343,8
6	100	22,0	3 275,5	3 297,5	0,008	26,4	329,8
7	125		1 384,6	1 384,6	0,012	16,6	173,1
8	150	110,0	1 870,0	1 980,0	0,018	35,6	297,0
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200		103,0	103,0	0,034	3,5	20,6
11	250	56,0	39,0	95,0	0,053	5,0	23,8
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0

13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕГО	**86,5**	476,0	18 028,6	**18 504,6**		**128,1**	**1 601,3**
				9 252,3	0,0	**64,0**	**800,6**

Таблица 1.3.2.4 – Материальная характеристика тепловой сети котельной №2 городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32		66,0	66,0	0,001	0,1	2,1
2	40		110,0	110,0	0,001	0,1	4,4
3	50		979,0	979,0	0,002	2,0	49,0
4	70		170,0	170,0	0,004	0,7	11,9
5	80		548,0	548,0	0,005	2,7	43,8
6	100		234,0	234,0	0,008	1,9	23,4
7	125			0,0	0,012	0,0	0,0
8	150			0,0	0,018	0,0	0,0
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200			0,0	0,034	0,0	0,0
11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕГО	**63,9**	0,0	2 107,0	**2 107,0**		**7,4**	**134,6**
				1 053,5	0,0	**3,7**	**67,3**

Таблица 1.3.2.5 — Материальная характеристика тепловой сети системы отопления котельной №3 «Кормоцех» городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32			0,0	0,001	0,0	0,0
2	40			0,0	0,001	0,0	0,0
3	50		14,0	14,0	0,002	0,0	0,7
4	70		304,0	304,0	0,004	1,2	21,3
5	80		68,0	68,0	0,005	0,3	5,4
6	100		419,0	419,0	0,008	3,4	41,9
7	125		378,0	378,0	0,012	4,5	47,3
8	150			0,0	0,018	0,0	0,0
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200		216,0	216,0	0,034	7,3	43,2
11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕ ГО	**114,2**	0,0	1 399,0	**1 399,0**		**16,8**	**159,8**
				699,5	0,0	**8,4**	**79,9**

Таблица 1.3.2.6 — Материальная характеристика тепловой сети системы ГВС котельной №3 «Кормоцех» городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32		**200,0**	200,0	0,001	0,2	6,4
2	40		18,0	18,0	0,001	0,0	0,7
3	50		269,0	269,0	0,002	0,5	13,5
4	70		106,0	106,0	0,004	0,4	7,4
5	80		144,0	144,0	0,005	0,7	11,5
6	100		278,0	278,0	0,008	2,2	27,8
7	125			0,0	0,012	0,0	0,0
8	150		216,0	216,0	0,018	3,9	32,4
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200			0,0	0,034	0,0	0,0

11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕ ГО	**81,0**	0,0	1 231,0	**1 231,0**		**8,0**	**99,7**
				615,5	0,0	**4,0**	**49,9**

Таблица 1.3.2.7 — Материальная характеристика тепловой сети системы отопления котельной №4 «Промзона» городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32			0,0	0,001	0,0	0,0
2	40			0,0	0,001	0,0	0,0
3	50		94,0	94,0	0,002	0,2	4,7
4	70		68,0	68,0	0,004	0,3	4,8
5	80		204,0	204,0	0,005	1,0	16,3
6	100		598,0	598,0	0,008	4,8	59,8
7	125		118,0	118,0	0,012	1,4	14,8
8	150		166,0	166,0	0,018	3,0	24,9
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200		568,0	568,0	0,034	19,3	113,6
11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕ ГО	**131,5**	0,0	1 816,0	**1 816,0**		**30,0**	**238,8**
				908,0	0,0	**15,0**	**119,4**

Таблица 1.3.2.8 — Материальная характеристика тепловой сети системы ГВС котельной №4 «Промзона» городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32		**36,0**	36,0	0,001	0,0	1,2
2	40		5,0	5,0	0,001	0,0	0,2
3	50			0,0	0,002	0,0	0,0
4	70			0,0	0,004	0,0	0,0
5	80			0,0	0,005	0,0	0,0
6	100		265,0	265,0	0,008	2,1	26,5
7	125		95,0	95,0	0,012	1,1	11,9
8	150		734,0	734,0	0,018	13,2	110,1
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200			0,0	0,034	0,0	0,0
11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕГО	**132,0**	0,0	1 135,0	**1 135,0**		**16,5**	**149,8**
				567,5	0,0	**8,3**	**74,9**

Таблица 1.3.2.9 — Материальная характеристика тепловой сети системы отопления котельной №5 «ЗИЛ» городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32			0,0	0,001	0,0	0,0
2	40		148,0	148,0	0,001	0,1	5,9
3	50		288,0	288,0	0,002	0,6	14,4
4	70		42,0	42,0	0,004	0,2	2,9
5	80		176,0	176,0	0,005	0,9	14,1
6	100		160,0	160,0	0,008	1,3	16,0
7	125		498,5	498,5	0,012	6,0	62,3
8	150		90,0	90,0	0,018	1,6	13,5
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200		486,0	486,0	0,034	16,5	97,2
11	250			0,0	0,053	0,0	0,0

12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕ ГО	**119,9**	0,0	1 888,5	**1 888,5**		**27,2**	**226,4**
				944,3	0,0	**13,6**	**113,2**

Таблица 1.3.2.10 ─ Материальная характеристика тепловой сети системы ГВС котельной №5 «ЗИЛ» городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32		**448,0**	448,0	0,001	0,4	14,3
2	40		296,0	296,0	0,001	0,3	11,8
3	50		143,0	143,0	0,002	0,3	7,2
4	70		31,0	31,0	0,004	0,1	2,2
5	80		37,0	37,0	0,005	0,2	3,0
6	100		658,0	658,0	0,008	5,3	65,8
7	125		234,0	234,0	0,012	2,8	29,3
8	150			0,0	0,018	0,0	0,0
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200			0,0	0,034	0,0	0,0
11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕ ГО	**72,3**	0,0	1 847,0	**1 847,0**		**9,4**	**133,5**
				923,5	0,0	**4,7**	**66,8**

Таблица 1.3.2.11 ─ Материальная характеристика тепловой сети системы отопления котельной ОАО «ЛЗОС» городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32			0,0	0,001	0,0	0,0
2	40		76,0	76,0	0,001	0,1	3,0
3	50		1 404,0	1 404,0	0,002	2,8	70,2
4	70		1 150,6	1 150,6	0,004	4,6	80,5
5	80		1 787,5	1 787,5	0,005	8,9	143,0
6	100		4 533,4	4 533,4	0,008	36,3	453,3
7	125		1 100,2	1 100,2	0,012	13,2	137,5
8	150		3 100,2	3 100,2	0,018	55,8	465,0
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200		1 031,0	1 031,0	0,034	35,1	206,2
11	250		994,8	994,8	0,053	52,7	248,7
12	300		1 696,0	1 696,0	0,075	127,2	508,8
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400		172,0	172,0	0,133	22,8	68,8
15	500		1 114,0	1 114,0	0,208	231,2	557,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕ-ГО	**162,0**	0,0	18 159,7	**18 159,7**		**590,7**	**2 942,2**
				9 079,9	0,0	**295,3**	**1 471,1**

Таблица 1.3.2.12 ─ Материальная характеристика тепловой сети системы ГВС котельной ОАО «ЛЗОС» городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32			0,0	0,001	0,0	0,0
2	40			0,0	0,001	0,0	0,0
3	50		243,0	243,0	0,002	0,5	12,2
4	70		194,6	194,6	0,004	0,8	13,6
5	80		273,6	273,6	0,005	1,4	21,9
6	100		189,0	189,0	0,008	1,5	18,9
7	125			0,0	0,012	0,0	0,0
8	150		179,0	179,0	0,018	3,2	26,9
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200			0,0	0,034	0,0	0,0

11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕ-ГО	**86,6**	0,0	1 079,2	**1 079,2**		**7,4**	**93,4**
				539,6	0,0	**3,7**	**46,7**

Таблица 1.3.2.13 ─ Материальная характеристика тепловой сети системы отопления котельной НИЦ ЦИАМ городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32		448,0	448,0	0,001	0,4	14,3
2	40		674,0	674,0	0,001	0,7	27,0
3	50		1 742,0	1 742,0	0,002	3,5	87,1
4	70		130,0	130,0	0,004	0,5	9,1
5	80		480,0	480,0	0,005	2,4	38,4
6	100		1 668,0	1 668,0	0,008	13,3	166,8
7	125		718,0	718,0	0,012	8,6	89,8
8	150		2 020,0	2 020,0	0,018	36,4	303,0
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200		2 162,0	2 162,0	0,034	73,5	432,4
11	250		796,0	796,0	0,053	42,2	199,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350		4 208,0	4 208,0	0,102	427,8	1 472,8
14	400		2 000,0	2 000,0	0,133	265,6	800,0
15	500		30,0	30,0	0,208	6,2	15,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕГО	**214,0**	0,0	17 076,0	**17 076,0**		**881,2**	**3 654,6**
				8 538,0	0,0	**440,6**	**1 827,3**

Таблица 1.3.2.14 ─ Материальная характеристика тепловой сети (паровая) котельной НИЦ ЦИАМ городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32			0,0	0,001	0,0	0,0
2	40			0,0	0,001	0,0	0,0
3	50		485,0	485,0	0,002	1,0	24,3
4	70			0,0	0,004	0,0	0,0
5	80		10,0	10,0	0,005	0,1	0,8
6	100			0,0	0,008	0,0	0,0
7	125			0,0	0,012	0,0	0,0
8	150		159,0	159,0	0,018	2,9	23,9
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200		15,0	15,0	0,034	0,5	3,0
11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300			0,0	0,075	0,0	0,0
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕГО	**77,6**	0,0	669,0	**669,0**		**4,4**	**51,9**
				334,5	0,0	**2,2**	**26,0**

Таблица 1.3.2.15 ─ Материальная характеристика тепловой сети котельной ООО ТЕКС городского округа город Лыткарино

№	Ду, мм	Длина труб, м			Удельная емкость **V**тсi, м3/м	Объем системы, м3	Ду*L, м*м
		надзем	подзем	**Итого**			
1	32			0,0	0,001	0,0	0,0
2	40			0,0	0,001	0,0	0,0
3	50			0,0	0,002	0,0	0,0
4	70			0,0	0,004	0,0	0,0
5	80			0,0	0,005	0,0	0,0
6	100			0,0	0,008	0,0	0,0
7	125			0,0	0,012	0,0	0,0
8	150			0,0	0,018	0,0	0,0
9	175			0,0	0,027	0,0	0,0
10	200		399,16	399,16	0,034	13,57	79,832
11	250			0,0	0,053	0,0	0,0
12	300		279,4	279,4	0,075	20,955	83,82
13	350			0,0	0,102	0,0	0,0
14	400			0,0	0,133	0,0	0,0
15	500			0,0	0,208	0,0	0,0
16	600			0,0	0,299	0,0	0,0
17	700			0,0	0,407	0,0	0,0
ВСЕГО				**678,56**		**34,525**	**163,652**
				339,29		**17,2625**	**81,826**

1.3.3. **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».

Качество функционирования водяных систем центрального отопления, кроме их конструкции и качества монтажа, во многом зависит от применяемого метода регулирования теплоотдачи нагревательных приборов этих систем.

Тепловая нагрузка в течение отопительного сезона меняется. Поэтому для поддержания требуемого теплового режима тепловую нагрузку необходимо регулировать. Различают центральное (котельная или ТЭЦ), групповое (ЦТП, ГТП) и местное (МТП или ИТП) регулирование отпуска тепла.

В зависимости от места осуществления регулирование может осуществляться непосредственно у нагревательных приборов - индивидуальное, в местном тепловом пункте (МТП или ИТП) - местное, регулирование отопления группы отапливаемых зданий в центральном (групповом) тепловом пункте (ЦТП, ГТП) - групповое, в источнике теплоснабжения (котельная или ТЭЦ) - центральное. Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. В нашем случае, центральное регулирование тепловой нагрузки осуществляется у источника тепла.

Центральное регулирование отопления может быть осуществлено тремя способами:

1. Изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменном его расходе – качественный способ регулирования.
2. Изменением расхода теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при постоянной его температуре – количественный способ регулирования.
3. Изменением, как температуры, так и расхода теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети – качественно-количественный способ регулирования.

В Российской Федерации в городских системах централизованного теплоснабжения принят качественный режим регулирования отпуска тепла, которое дополняется на вводах потребителей местным количественным регулированием. В закрытых системах теплоснабжения качественный метод регулирования строится из предположения постоянного расхода воды в системах отопления в течение всего сезона, что стабилизирует гидравлический режим сети. Это является преимуществом качественного метода регулирования отпуска тепла.

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

Оптимальным является такой способ центрального регулирования, применение которого позволяет изменять теплоотдачу нагревательных приборов отопительных систем в одинаковой степени, пропорционально тепловой потребности отапливаемых зданий и свести к минимуму их перегревы и недогревы.

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

Для домовых систем отопления потребителей в г.о.г. Лыткарино 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 **95/70°С**.

Таблица 1.3.3.1 ─ Температурные графики котельных городского округа город Лыткарино

Источник тепловой энергии	Температурный график	Способ регулировния отпуска теплоты
Котельная №1	115-70	качественный
Котельная №2 "Очистные сооружения"	95-70	качественный
Котельная №3 "Кормоцех"	95-70	качественный
Котельная №4 "Промзона"	95-70	качественный

Котельная №5 "ЗИЛ"	95-70	качественный
Котельная АО "ЛЗОС"	115-70	качественный
Котельная ООО «ТЕКС»	105-70	качественный
Котельная НИЦ ЦИАМ	115-70	качественный

1.3.4. **Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.**

В соответствии с пунктом 6.2.59 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»:

Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть ± 3%;
- по давлению в подающем трубопроводе ± 5%;
- по давлению в обратном трубопроводе ± 0,2 кгс/см^2.

В соответствии с пунктом 2.3.4 «Типовой инструкцией по технической эксплуатации си-стем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» РД 153-34.0-20.507-98:

- отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную температурным графиком не более чем на ±3%.

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети г.о.г. Лыткарино за отопительный сезон 2017/2017 гг. определен из записей в оперативных журналах, которые ведутся в котельных эксплуатирующих организаций.

Анализ показал, что фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети г.о.г. Лыткарино в основном соответствует утвержденным температурным графикам регулирования от-пуска тепла в тепловые сети. Выявлены единичные случаи превышения температуры в обратном трубопроводе тепловой сети. При этом среднее отклонение температуры не превышало 3%, что является допустимым.

Утвержденные температурные графики приведены на рис.1.3.4.1-1.3.4.4.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер МП «Лыткаринская теплосеть»

Температурный график отпуска теплоты от котельной № 1 МП "Лыткаринская теплосеть" и ОАО "ЛЗОС"		
Температура наружного воздуха, °С	Температура сетевой воды, °С	
	Т1	Т2
8,0	70,0	52,7
7,0	70,0	52,3
6,0	70,0	51,9
5,0	70,0	51,5
4,0	70,0	51,0
3,0	70,0	50,6
2,0	70,0	50,2
1,0	70,0	49,8
0,0	70,0	47,9
-1,0	70,0	48,9
-2,0	71,9	49,9
-3,0	73,8	50,8
-4,0	75,8	52,0
-5,0	77,8	52,8
-6,0	79,7	53,7
-7,0	81,6	54,6
-8,0	83,6	55,6
-9,0	85,5	55,9
-10,0	87,4	57,4
-11,0	89,3	58,3
-12,0	91,2	59,2
-13,0	93,0	60,0
-14,0	94,9	60,9
-15,0	96,8	61,8
-16,0	98,6	62,6
-17,0	100,5	63,5
-18,0	102,3	64,3
-19,0	104,2	65,2
-20,0	106,0	66,0
-21,0	107,8	66,8
-22,0	109,6	67,6
-23,0	111,4	68,4
-24,0	113,2	69,2
-25,0	115,0	70,0

Рис.1.3.4.1. Утвержденные температурные графики.

УТВЕРЖДАЮ
Директор МП «Лыткаринская теплосеть»

_____Д.И.Панин

Температурный график отпуска тепла по г. Лыткарино.
от котельных №№ 2,3,4.5

Температура наружного воздуха, $T_{нар.воздуха}$, ^0C	Температура сетевой воды на выходе из котельной, $T_{1к}$, ^0C	Температура сетевой воды из системы отопления. $T_{о2}$, ^0C
+8	39,7	34,1
+7	41,4	35,4
+6	43,2	36,5
+5	45,0	37,9
+4	46,7	39,0
+3	48,3	40,2
+2	50,0	41,3
+1	51,6	42,6
0	53,3	43,6
-1	54,9	44,6
-2	56,5	45,7
-3	58,1	46,7
-4	59,7	47,8
-5	61,3	48,8
-6	62,8	49,8
-7	64,4	50,8
-8	65,9	51,8
-9	67,5	52,8
-10	69,0	53,8
-11	70,5	54,7
-12	72,0	55,7
-13	73,4	56,6
-14	74,9	57,6
-15	76,4	58,5
-16	77,9	59,4
-17	79,3	60,3
-18	80,8	61,2
-19	82,8	62,1
-20	83,7	63,0
-21	85,1	63,9
-22	86,5	64,6
-23	88,0	65,3
-24	89,4	66,0
-25	90,8	67,4
-26	92,2	68,0
-27	93,6	68,8
-28	95,0	70,0

Условные обозначения:
Тнар.воздуха - температура наружного воздуха,0С;
Т1к - температура сетевой воды на выходе из котельной,0С;
То2 -температура сетевой воды после системы отопления,0С;

Начальник производственно-технического отдела Васильев Р.В.

Рис.1.3.4.2. Утвержденные температурные графики.

УТВЕРЖДАЮ
Директор МП «Лыткаринская теплосеть»

_____Д.И.Панин

Температурный график отпуска тепла по г. Лыткарино.
от ЦТП 1а и ЦТП 2а

Температура наружного воздуха, $T_{нар.воздуха}$, ^0C	Температура сетевой воды на выходе из котельной, $T_{1к}$, ^0C	Температура сетевой воды из системы отопления. $T_{о2}$, ^0C
+8	42,2	34,1
+7	44,2	35,4
+6	46,2	36,5
+5	48,2	37,9
+4	50,1	39,0
+3	52,0	40,2
+2	53,9	41,3
+1	55,8	42,6
0	57,7	43,6
-1	59,5	44,6
-2	61,3	45,7
-3	63,1	46,7
-4	64,9	47,8
-5	66,7	48,8
-6	68,4	49,8
-7	70,1	50,8
-8	71.9	51,8
-9	73,6	52,8
-10	75,4	53,8
-11	77,8	54,7
-12	78,8	55,7
-13	80,4	56,6
-14	82,1	57,6
-15	83,8	58,5
-16	85,5	59,4
-17	87,1	60,3
-18	88,8	61,2
-19	90,4	62,1
-20	92,1	63,0
-21	93,7	63,9
-22	95,3	64,6
-23	97,0	65,3
-24	98,6	66,0
-25	100,2	67,4
-26	101,8	68,0
-27	103,4	68,8
-28	105,0	70,0

Условные обозначения:
$T_{нар.воздуха}$ - температура наружного воздуха, ^0C;
$T_{1к}$ - температура сетевой воды на выходе из ЦТП 1а и ЦТП 2а, ^0C;
$T_{о2}$ -температура сетевой воды после системы отопления, ^0C;
Примечание.
Расчетная температура ГВС 65-50 ^oC .
Приготовление горячей воды осуществляется от ЦТП (кот.№1 иООО «ЛЗОС»)и непосредственно в котельных, работающих по температурному графику 95-70^0 С (кот.№№3,4,5).

Начальник производственно-технического отдела — Васильев Р.В.

Рис.1.3.4.3. Утвержденные температурные графики.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер НИЦ ЦИАМ-
филиала ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова»
_____А.А. Махонин
«18» 11 2016г.

Температурный график

Температура наружного воздуха	Температура теплоносителя, °С	
	В подающем трубопроводе теплосети из котельной	В обратном трубопроводе теплосети в котельную
$t_{н.р.}$=-28°С	t_1-105°С	t_2-70°С
+10	38,2	32,1
+9	40,3	33,4
+8	42,3	34,7
+7	44,3	35,9
+6	46,3	37,2
+5	48,2	38,3
+4	50,2	39,5
+3	52,1	40,6
+2	53,9	41,8
+1	55,8	42,9
0	57,7	44,0
-1	59,5	45,0
-2	61,3	46,1
-3	63,1	47,1
-4	64,9	48,2
-5	66,7	49,2
-6	68,4	50,2
-7	70,2	51,2
-8	71,9	52,1
-9	73,7	53,1
-10	75,4	54,1
-11	77,1	55,0
-12	78,8	56,0
-13	80,5	56,9
-14	82,2	57,8
-15	83,8	58,7
-16	85,5	59,6
-17	87,2	60,5
-18	88,8	61,4
-19	90,5	62,3
-20	92,1	63,2
-21	93,7	64,1
-22	95,4 95,0	64,9 64,7
-23	97,0 95,0	65,8 64,3
-24	98,6 95,0	66,6 64,0
-25	100,2 95,0	67,5 63,6
-26	101,8 95,0	68,3 63,3
-27	103,4 95,0	69,2 63,0
-28	105,0 95,0	70,0 62,6

Главный энергетик НИЦ ЦИАМ Н.С. Романов

Рис.1.3.4.4. Утвержденные температурные графики.

1.3.5. **Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.**

Гидравлический режим тепловой сети - режим, определяющий давления в теплопро-водах при движении теплоносителя (гидродинамического) и при неподвижной воде (гид-ростатического).

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.

Транспортировка тепла от источников до потребителей осуществляется по распре-делительным тепловым сетям, общая протяжённость которых составляет более 50 км. Для обеспечения транспортировки и создания необходимых гидравлических режимов на территориях с равнинным рельефом местности обеспечивается насосным оборудованием ис-точников и ЦТП.

Характеристика насосного оборудования ЦТП представлена в **таблице 1.3.5.1**.

Гидравлический расчет тепловых сетей от котельных МП «Лыткаринская теплосеть» городского округа город Лыткарино проводился с помощью программно-расчетного комплекса для систем теплоснабжения Zulu Thermo 7.0, разработанного ООО «Политерм» (г.Санкт - Петербург), сертифицированного органом по сертификации научно-технической продукции информационных технологий «Информационные системы и технологии» ГосНИИ «Тест», зарегистрированного в Российском агентстве по патентам и товарным знакам 16.02.2007 г. за № 2007610769.

В качестве исходных данных для расчета использованы данные предоставленные заказчиком, в том числе: имеющиеся эксплуатационные схемы тепловых сетей, а также тепловые нагрузки и характеристики всех потребителей, длины, диаметры и характеристики местных сопротивлений всех участков тепловой сети.

Пьезометрические графики, в разрезе теплоисточников, представлены на **рисунках 1.3.5.1 – 1.3.5.5**.

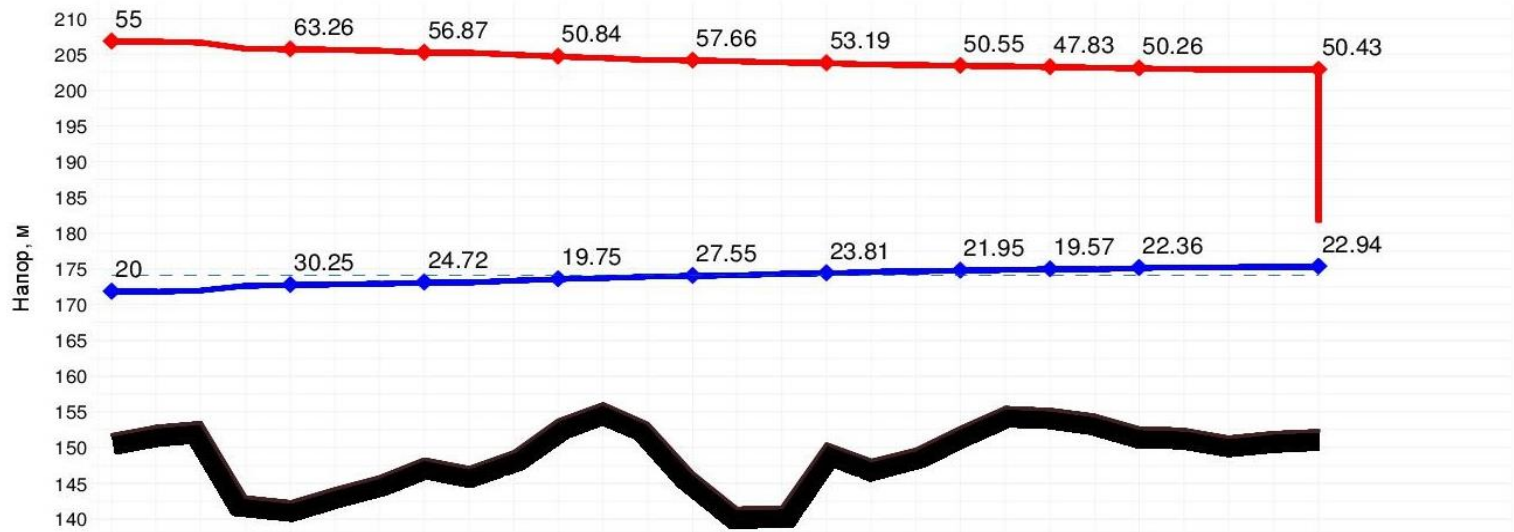
Таблица 1.3.5.1 ─ Характеристика насосного оборудования МП «Лыткаринская теплосеть» городского округа город Лыткарино

Наименование насосной станции (ЦТП)	Продолжительность работы насосной станции (ЦТП)в период регулирования.ч	Марка насоса	Назначение насоса	Место установки	Тип электродвигателя	Параметры работы в период с характерной температурой наружного воздуха									
						Характерная температура наружного воздуха, град	Число насосов,одновременно находящихся в работе,шт.	Диам. рабочего колеса/ диам. колеса после обрезки, мм	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП), т/ч	Подача насоса, куб.м/ч	Напор насоса, м	КПД насоса, %	Нормируемая мощ-ть насосной станции (ЦТП), кВт	Число часов работы насосов, ч	Нормативные технологические затраты эл.энергии насосной станции (ЦТП), кВт*ч
Наименование системы теплоснабжения: Городская кот. №1 65/50															
ЦТП 2	8424	К 90/35	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр. ГВС	4А132 М2	5,5	1	0	900	900	350	75,40	150	8424	95880
ЦТП 6	8424	К 90/35	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр. ГВС	4АМ	5,5	1	0	900	900	350	72,50	150	8424	99716
ЦТП 2а	8424	К 90/35	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под питка	4АМ	5,5	1	0	900	300	350	74,20	150	8424	32477
ЦТП 3	8424	К 45/30	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр. ГВС	4 АМ112М	5,5	1	0	450	450	300	76,30	75	8424	40607
ЦТП 4	8424	К 45/30	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр. ГВС	А02	5,5	1	0	450	450	300	73,60	75	8424	42097

ЦТП 7	8424	К 45/30	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр. ГВС	4АМ	5,5	1	0	450	450	300	74,20	75	8424	41756
ЦТП 17	8424	К 160/30	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит-ка	4АМ1 60S4	5,5	1	0	1 600	540	300	72,10	300	8424	51567
ЦТП 3а	8424	К 160/30	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит-ка	AS120 0S/4	5,5	1	0	1 600	540	300	73,90	300	8424	50311
ЦТП 5	8424	КМ 65-50	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр. ГВС	4А180 А2	5,5	1	0	250	250	320	71,00	55	8424	25860
ЦТП 3а	8424	КМ 160/20	Насрсы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр. ГВС	А2-61-4У3	5,5	1	0	1 600	1 600	200	76,00	150	8424	96633
ЦТП 1а	8424	КМ 160/20	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит-ка	4АМ1 32М4 Y3	5,5	1	0	1 600	540	200	76,30	150	8424	32485
ЦТП 5	8424	НДП 75035	Дренажные насосы	дре наж		5,5	1	0	75	75	50	72,10	04	200	28
ЦТП 17	8424	КМ 45/30	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит ка	4АМ	5,5	1	0	450	450	200	75,30	75	8424	27431
ЦТП 19	8424	КМ 80-65-160	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр ГВ С	АИР1 12М2 У3	5,5	1	0	500	500	320	71,80	75	8424	51143
ЦТП 5	8424	КМ 80-65-160	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит ка	4А180 А2	5,5	1	0	500	190	320	73,80	75	8424	18908

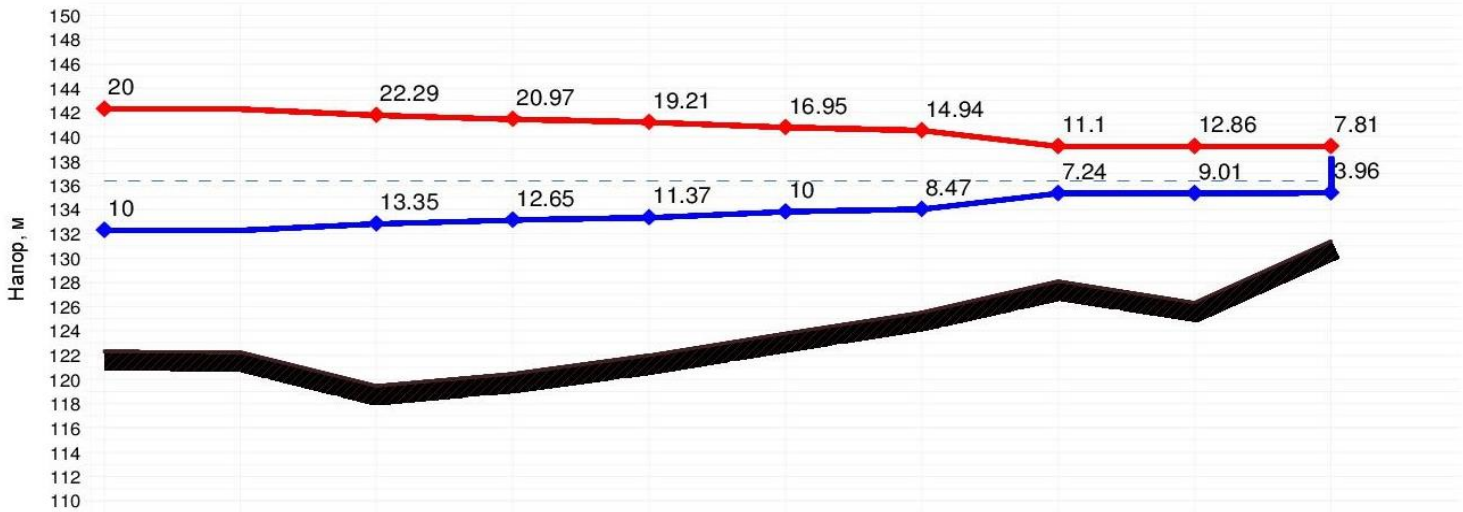
ЦТП 19а	8424	К 12.5/20	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр. ГВС	АДМ1 1602У 3	55	1	0	125	125	200	72,70	35	8424	7892
ЦТП 3	8424	К 90/55	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит-ка	А02	55	1	0	900	300	550	72,70	185	8424	52088
ЦТП6	8424	К 90/55	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит-ка	4 АМ	55	1	0	900	300	550	76,00	185	8424	49827
ЦТП 7	8424	К 90/55	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит-ка	4 АМ	55	1	0	900	300	550	73,20	185	8424	51732
ЦТП 2	8424	К 90/55	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит-ка	АО 2-51-4	55	1	0	900	300	550	74,80	185	8424	50626
ЦТП 19	8424	К 90/55	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит-ка	4АМ	55	1	0	900	300	550	75,21	185	8424	50350
ЦТП 19а	8424	К 25/32	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит-ка	АИР8 082У2	55	1	0	250	80	320	71,60	40	8424	8206
Наименование системы теплоснабжения: Городская кот.№1 105/70															
ЦТП-1	49 20	К 90/35	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр .тр-д ото пл	В320 001/4	5,5	1	0	20,0	200,0	95,0	76,80	90,0	4920	55193
ЦТП-1	49 20	К 90/55	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр ГВ С	4АМ	5,5	1	0	20,0	20,0	30,0	72,30	4,0	8424	91412

ЦТП 1а	49 20	Д 200/95	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр ото пле ния	АМ 60	-1,9	1	0	90,0	90,0	55,0	72,60	18,5	4920	331611
ЦТП 1а	49 20	К 20/30-У2	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр ГВ С	4А13 2М2	5,5	1	0	90,0	90,0	35,0	76,50	15,0	8424	11124
ЦТП-2а	49 20	К 150-125-315	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр ото пле ния	АИР 180М 4УЗ	-1,9	1	0	200,0	200,0	32,0	75,30	30,0	4920	113951
ЦТП-2а	49 20	К 45/55	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр ГВ С	А2-60-УЗ	5,5	1	0	45,0	45,0	55,0	71,80	15,0	8424	46205
Наименование системы теплоснабжения: Кот. ОАО "ЛЗОС" 65-50															
ЦТП-10а	8448	К 45/30	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр ГВ С	4АМ	5,5	1	0	45,0	45,0	30,0	73,90	7,5	8424	41926
ЦТП-10А	8424	КМ 45/55	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит ка	4АМ	5,5	1	0	90,0	15,0	55,0	73,20	15,0	8424	25866
ЦТП-10	8424	КМ 50-32-200	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	под пит ка	АНР 100L 2	5,5	1	0	12,5	4,0	50,0	71,00	5,5	8424	6465
ЦТП-10	8448	КМ 50-32-200	Насосы отопления и ГВС и насосы подпитки 2-го контура отопления ЦТП	обр ГВ С	АНР 100L 2	5,5	1	0	12,5	12,5	50,0	76,20	5,5	8424	18824
Всего															1720197



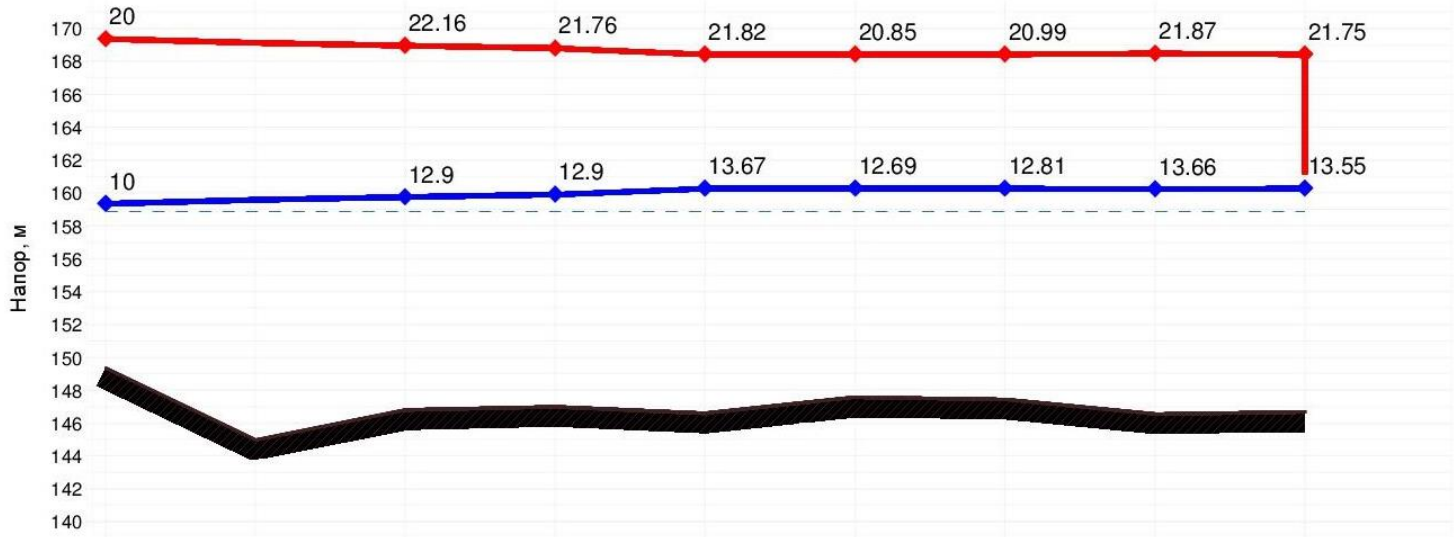
Наименование узла	Котельная №1	ТК-155	ТК-158	ТК-161	ТК-164	ТК-167	ТК-411	ТК-405	ТК-407	ул. Октябрьская, 26
Геодезическая высота, м	151.82	142.48	148.4	153.85	146.5	150.58	152.83	155.38	152.77	152.39
Полный напор в обратном трубопроводе, м	171.8	172.7	173.1	173.6	174	174.4	174.8	174.9	175.1	175.3
Располагаемый напор, м	35	33.008	32.143	31.099	30.112	29.372	28.597	28.258	27.9	27.493
Длина участка, м	10	77	41	104	103	73	84	27	38	
Диаметр участка, м	0.616	0.517	0.517	0.408	0.408	0.207	0.207	0.1	0.069	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.04	0.143	0.037	0.197	0.071	0.154	0.047	0.041	0.107	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.034	0.12	0.031	0.167	0.062	0.151	0.047	0.04	0.106	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.55	0.945	0.66	0.823	0.494	0.535	0.275	0.285	0.31	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.422	-0.866	-0.601	-0.756	-0.463	-0.531	-0.273	-0.284	-0.308	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	3.628	1.687	0.828	1.724	0.629	1.914	0.511	1.368	2.559	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.057	1.418	0.688	1.458	0.551	1.884	0.506	1.356	2.537	

Рисунок 1.3.5.1. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной №1



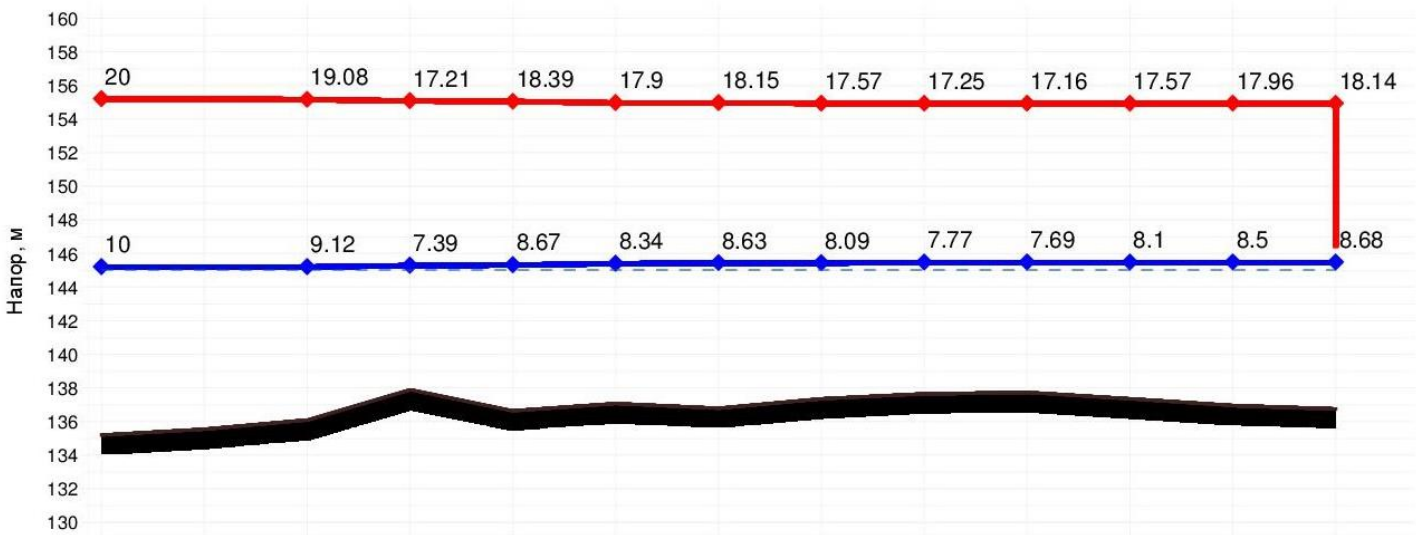
Наименование узла	Котельная №2 "Очист.соор"	ТК-6	ТК-7	ТК-8	ТК-9	ТК-10	Гараж	ТК-11	Лаборатория
Геодезическая высота, м	122.29	119.47	120.48	122	123.81	125.58	128.11	126.35	131.4
Полный напор в обратном трубопроводе, м	132.3	132.8	133.1	133.4	133.8	134.1	135.4	135.4	135.4
Располагаемый напор, м	10	8.942	8.323	7.844	6.956	6.471	3.859	3.852	3.852
Длина участка, м	4	70	73	55	30	70	20	59	
Диаметр участка, м	0.1	0.082	0.082	0.069	0.069	0.05	0.05	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.024	0.31	0.24	0.445	0.243	1.309	0.003	0	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.024	0.308	0.239	0.443	0.242	1.303	0.003	0	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.573	0.434	0.374	0.528	0.528	0.657	0.059	0.007	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.571	-0.433	-0.373	-0.527	-0.527	-0.656	-0.059	-0.007	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	5.436	4.027	2.992	7.359	7.358	17.001	0.153	0.003	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	5.405	4.004	2.976	7.324	7.325	16.923	0.151	0.003	

Рисунок 1.3.5.2. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной №2



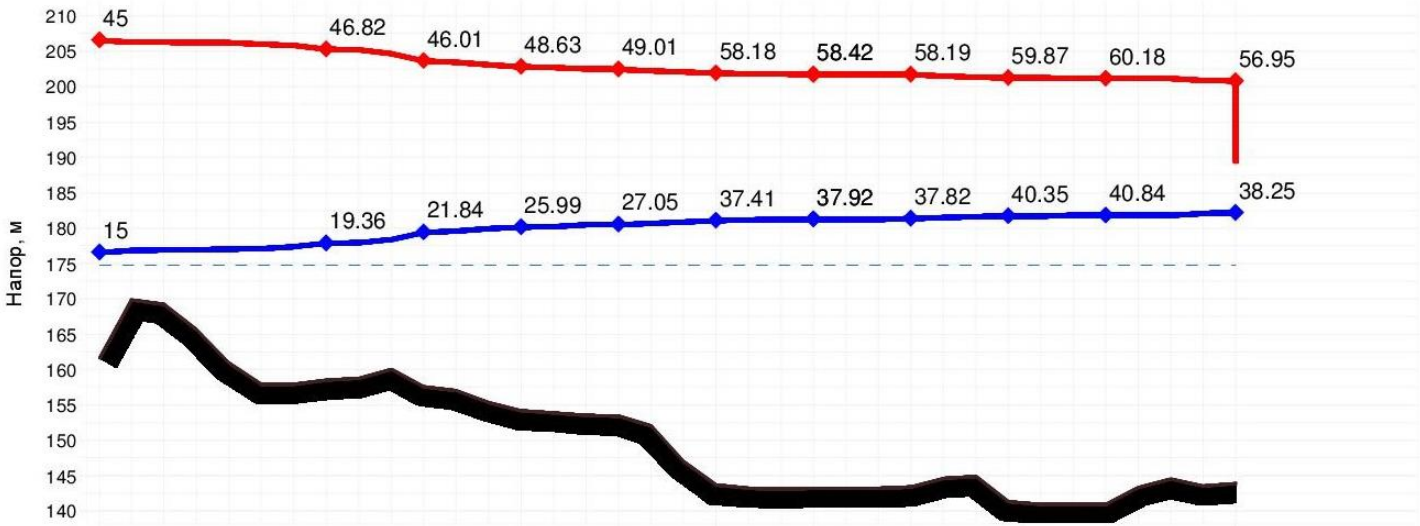
Наименование узла	Котельная №4 "Промзона"	ТК-8	ТК-10	ТК-11	ТК-7а	УТ 7а	УТ 7	Петровское, 16
Геодезическая высота, м	149.36	146.83	147.03	146.61	147.59	147.46	146.59	146.71
Полный напор в обратном трубопроводе, м	159.4	159.7	159.9	160.3	160.3	160.3	160.3	160.3
Располагаемый напор, м	10	9.253	8.866	8.154	8.162	8.178	8.213	8.195
Длина участка, м	170	83	59	116	6	13	6	
Диаметр участка, м	0.207	0.15	0.125	0.1	0.05	0.05	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.221	0.194	0.357	0.004	0.008	0.017	0.009	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.22	0.193	0.355	0.004	0.008	0.017	0.009	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.443	0.487	0.7	-0.043	0.173	0.173	0.186	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.442	-0.485	-0.699	0.043	-0.173	-0.173	-0.185	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.183	2.127	5.496	0.033	1.218	1.218	1.398	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.176	2.116	5.471	0.033	1.216	1.216	1.393	

Рисунок 1.3.5.3. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной №4



Наименование узла	Котельная №5 "Зил"	ТК-2	ТК-3	ТК-4	ТК-5	ТК-7	ТК-8	ТК-9	ТК-10	ТК-14	ТК-15	Гараж
Геодезическая высота, м	135.19	136.09	137.89	136.66	137.07	136.8	137.36	137.68	137.76	137.35	136.96	136.78
Полный напор в обратном трубопроводе, м	145.2	145.2	145.3	145.3	145.4	145.4	145.4	145.5	145.5	145.5	145.5	145.5
Располагаемый напор, м	10	9.969	9.813	9.717	9.558	9.516	9.479	9.473	9.472	9.472	9.467	9.462
Длина участка, м	9	200	45	85	27	24	22	6	51	13	13	
Диаметр участка, м	0.207	0.207	0.15	0.125	0.125	0.125	0.125	0.1	0.1	0.04	0.04	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.008	0.078	0.048	0.08	0.021	0.019	0.003	0.001	0	0.002	0.002	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.008	0.077	0.048	0.08	0.021	0.018	0.003	0.001	0	0.002	0.002	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.351	0.228	0.31	0.259	0.234	0.234	0.098	0.077	0.009	0.054	0.054	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.349	-0.227	-0.309	-0.258	-0.233	-0.233	-0.097	-0.077	-0.009	-0.054	-0.054	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.829	0.355	0.973	0.857	0.701	0.701	0.127	0.106	0.001	0.172	0.172	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.823	0.352	0.967	0.851	0.697	0.697	0.126	0.105	0.001	0.171	0.171	

Рисунок 1.3.5.4. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной №5



Наименование узла	Котельная ОАО "ЛЗОС"	ТК-306	ТК-321	ТК-324	ТК-336	ТК-341	ЦТП-10а	ТК-346	ТК-357а	ТК-360	ул. Ухтомского, 31/2
Геодезическая высота, м	161.6	158.47	157.58	154.19	153.46	143.68	143.3	143.47	141.36	140.96	143.87
Полный напор в обратном трубопроводе, м	176.6	177.8	179.4	180.2	180.5	181.1	181.2	181.3	181.7	181.8	182.1
Располагаемый напор, м	30	27.459	24.171	22.639	21.964	20.77	20.5	20.372	19.518	19.339	18.696
Длина участка, м	423	12	36	22	57	22	1	161	15	58	
Диаметр участка, м	0.517	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.259	0.207	0.207	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.284	0.109	0.165	0.076	0.184	0.04	0.001	0.188	0.013	0.016	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.266	0.103	0.16	0.073	0.177	0.038	0.001	0.186	0.013	0.016	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.535	1.436	1.019	0.884	0.854	0.637	0.482	0.458	0.345	0.194	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.518	-1.393	-1.002	-0.868	-0.838	-0.623	-0.468	-0.455	-0.343	-0.193	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.61	8.278	4.177	3.15	2.936	1.64	0.941	1.061	0.803	0.258	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.572	7.785	4.039	3.037	2.829	1.568	0.89	1.048	0.794	0.255	

Рисунок 1.3.5.5. Пьезометрический график работы тепловых сетей котельной ОАО «ЛЗОС

1.3.6. **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 жилсоцкультбыта на срок 36 часов и более.

«Инцидент» -

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

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

Информация по количеству, отказов тепловых сетей за 2014 год предоставлена в **таблице 1.3.6.1**.

Таблица 1.3.6.1 — Количество технологические отказов на тепловых сетях котельной №1 МП «Лыткаринская теплосеть» городского округа город Лыткарино за 2014 год

Наименование системы теплоснабжения	Количество технологические отказов на тепловых сетях за 2014 год
Котельная № 1	101
Котельная № 2	7
Котельная № 3	13
Котельная № 4	15
Котельная № 5	6
Тепловые сети от котельной ОАО «ЛЗОС»	41

1.3.7. **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 в **таблице 1.3.7.1**.

Таблица 1.3.7.1 ─ Время восстановления тепловой сети

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

Теплоснабжающими организациями городского округа город Лыткарино статистика восстановлений не предоставлена.

1.3.8. **Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенной 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.

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 эксплутационные испытания; -потери тепловой энергии с затратами и потерями теплоносителя через теплоизоляционные конструкции;

-потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами.

-затраты электрической энергии на привод оборудования, обеспечивающего функционирование систем транспорта тепловой энергии и теплоносителей. Расчет производится в соответствии с Инструкцией утвержденной Приказом Минэнерго N 325 от 30 декабря 2008 г.

Утверждённые нормативные технологические потери при передачи тепловой энергии (мощности), теплоносителя котельных МП «Лыткаринская теплосеть» на 2017 год представлены в **таблице 1.3.8.1**.

НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П. И. Баранова» просит утвердить нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2018 год в размере:

- потери и затраты теплоносителей – 11310,7 м3, в том числе для сторонних потребителей – 3115,0 м3;
- потери тепловой энергии – 6037,7 Гкал, в том числе для сторонних потребителей – 1662,8 Гкал.

На 2017 г. нормативные технологические потери тепловой энергии НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П. И. Баранова» для сторонних потребителей – 1895,5 Гкал.

На 2017 г. нормативные технологические потери тепловой ООО «ТЕКС» – 296,6 Гкал, потери и затраты теплоносителя 755,3 $м^3$.

Таблица 1.3.8.1 ─ Утверждённые нормативы технологических потерь при передачи тепловой энергии котельных МП «Лыткаринская теплосеть»

Наименование системы теплоснабжения; населенного пункта; предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего тепловые сети	Тип теплоносителя	Годовые затраты и потери теплоносителя, куб,м(т)						Годовые затраты и потери теплоэнергии, Гкал			Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч
		с утечкой	технологические затраты				всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	
			на пусковое заполнение	на регламентные испытания	со сливами САРЗ	всего					
1-3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Городская кот. №1 130/70; г. Лыткарино	*Гор. вода*	29143,3	88,001	826,315	0	914,316	30057,615	11092,599	1619,012	12711,6	
	Пар Конден.										
Городская кот,№1 105/70; г, Лыткарино;	*Гор. вода*	294,778	0	11,983	0	11,983	306,761	298,783	15,632	314,415	649496
	Пар Конден.										
Городская кот, №1 95/70; г, Лыткарино;	*Гор. вода*	79,436	9,687	3,229	0	12,916	92,352	43,802	4,11	47,912	
	Пар Конден.										
Городская кот, №1 65/50; г, Лыткарино;	*Гор. вода*	2713,324	15,282	64,602	0.,000	79,884	2793,208	3850,657	140,182	3990,839	977620
	Пар Конден.										
Кот, очистные №2 95/70; г, Лыткарино;	*Гор. вода*	98,562	0	4,007	0	4,007	102,569	159,037	4,888	163,925	
	Пар Конден.										
Кот,кор,ц,№3 95/70, 65/50; Мкр, 6;	*Гор. вода*	373,428	0	0	0	0	373,428	546,798	18,9	565,698	
	Пар Конден.										
Кот, пром, №4 95/70,65/50; г,	*Гор. вода*	712,418	0	0	0	0	712,418	651,785	36,122	687,907	
	Пар Конден.										

Лыткарино;											
Кот, ЗИЛ №5 95/70, 65/50; г, Лыткарино;	*Гор. вода Пар Конден.*	527,829	0	0	0	0	527,829	855,306	26,413	881,719	
Кот, ОАО "ЛЗОС" 65/50; г, Лыткарино;	*Гор. вода Пар Конден.*	159,898	0	3,796	0	3,796	163,694	205,742	8,329	214,071	93081
Кот, ОАО "ЛЗОС" 130/70; г, Лыткарино;	*Гор. вода Пар Конден.*	11986,4	20,576	300,588	0	321,164	12307,564	4690,946	662,61	5353,556	
В целом по пред-приятию	***Гор. вода Пар Конден.***	**46089,372**	**133,546**	**1210,513**	**0**	**1344,059**	**47437,438**	**22395,455**	**2536,198**	**24931,653**	**1720197**

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

Тепловые потери в тепловых сетях котельных городского округа город Лыткарино согласно представленной теплоснабжающими организациями информацией представлены в **таблице 1.3.9.1**.

Таблица 1.3.9.1 ─ Тепловые потери в тепловых сетях котельных городского округа город Лыткарино

Котельная	**Адрес котельной**	**Отпуск т/э котельной**	**Полезный отпуск тепла**	**Потери тепловой энергии в т/с**	**Потери тепловой энергии в т/с**
		Гкал/год	**Гкал/год**	**Гкал/год**	**%**
1	Котельная №1	273115,47	255577,54	17537,92	6,42%
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	1151,86	988,15	163,71	14,21%
3	Котельная №3 «Кормоцех»	6915,72	6356,33	559,40	8,09%
4	Котельная №4 «Промзона»	5906,52	5227,59	678,93	11,49%
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	3913,21	2987,97	925,24	23,64%
Итого по кот. МП «Лыткаринская теплосеть»		**268 872,78**	**243 132,24**	**25 740,54**	**6,83%**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	72998,28	67540,06	5458,22	7,48%
7	Котельная НИЦ ЦИАМ	58 179,14	51442	6737,14	11,58%
8	Котельная ООО ТЕКС	6636,6	6340	296,6	4,47%
ВСЕГО по г.о.г. Лыткарино		**406 686,80**	**368 454,30**	**38 232,50**	**9,4%**

Следует отметить, что *данные по фактическим показателям, занесенные в табл.* 1.3.9.1*, определялись исключительно на основании экономической отчетности предприятия и могут не отражать реальной картины.*

В условиях отсутствия испытаний тепловых сетей на фактические потери определение фактических потерь возможно только при наличии приборов учета на источнике тепловой энергии и полном оснащении всех потребителей приборами учета, или на основании результатов определения фактических потерь, полученных при проведении энергетических обследований теплосетевых организаций. Опыт таких обследований свидетельствует о том, что наиболее распространенное отношение фактических потерь к нормативным для тепловых сетей, аналогичных рассматриваемым, составляет 1,2÷1,5.

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

В рассматриваемый период, предприятия 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.

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

Подключения существующих потребителей к тепловым сетям осуществляются по двум основным схемам, в зависимости от типов подключаемых нагрузок. Условные схемы подключения приведены на рисунках ниже.

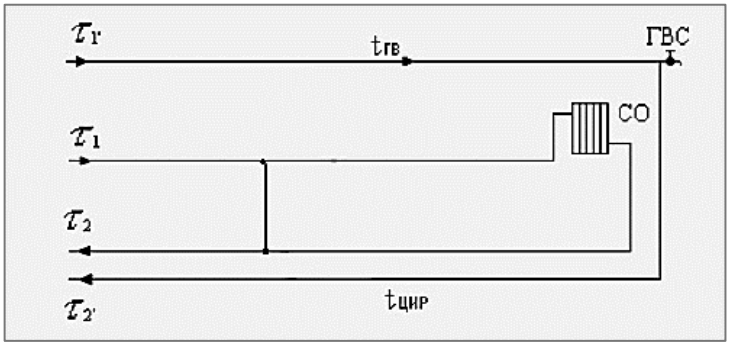


Рисунок 46. Схема подключения потребителей к четырехтрубной сети теплоснабжения (при наличии внутридомовой системы отопление и ГВС)

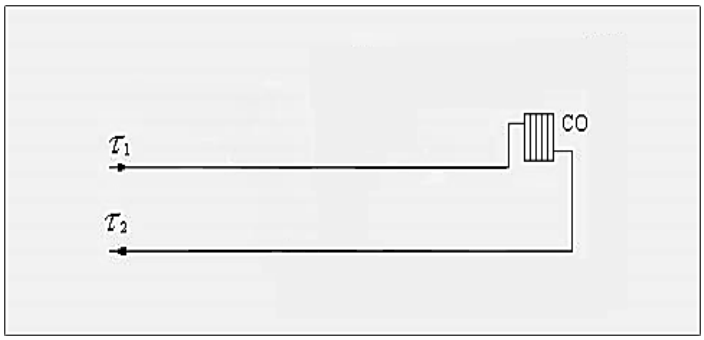


Рисунок 47. Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети (при наличии внутридомовой системы отопление)

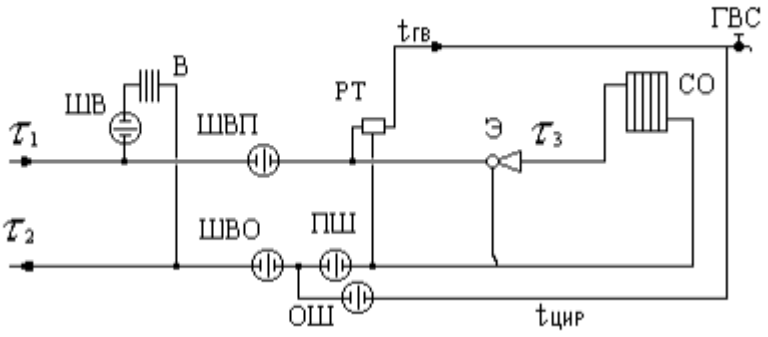


Рисунок 48. Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети (при наличииоткрытой системе теплоснабжения)

Для *перспективных потребителей* более рациональным будет присоединение по *независимой 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 отоплениея и ГВС производится у каждого потребителя в индивидуальном тепловом пункте.

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

Потребители, у которых установлены приборы коммерческого учета тепловой энергии, составляют 11,9% от общего числа потребителей тепловой энергии (пять жилых домов из 42).

Учет тепла, отпущенного потребителям, у которых приборы учета отсутствуют, производится расчетным методом.

Программа по установке приборов учёта тепловой энергии у потребителей городского округа город Лыткарино в муниципалитете отсутствует. Процесс установки коммерческих узлов учёта тепла тормозится недостаточным финансированием.

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» установку общедомовых приборов учёта необходимо произвести для всех объектов максимальное потребление, которых составляет не менее 0,2 Гкал/час. Установку приборов учёта не целесообразно проводить для ветхих и аварийных объектов. Перечень объектов с максимальной тепловой нагрузкой не менее 0,2 Гкал/ч, согласно составленной электронной модели систем теплоснабжения, приведены в **таблице 1.3.12.1**. Согласно Федерального закона от 23 ноября 2009г. № 261-ФЗ должны быть оснащены приборами учёта тепловой энергии **17** вводов объектов жилых и общественно-деловых фондов (в большей части из них уже имеются общедомовые приборы учёта).

Таблица 1.3.12.1 — Перечень объектов с нагрузкой не менее 0,2 Гкал/ч в городском округе город Лыткарино

№ п/п	Адрес помещения	Расчетная тепловая нагрузка,Гкал/час
1	7-й кв-л, 14	0,698182
2	ул. Шестакова ,2	0,760006
3	ул. Советская ,14б	0,233278
4	ул. Спортивная ,22	0,456200
5	ул. Колхозная ,2в	0,316667
6	ул. Колхозная	0,211111
7	ул. Лесная ,5	0,263889
8	ул. Советская ,9А	0,675600
9	ул. Ухтомского	0,380000
10	1-й кв-л,20	1,140273
11	1-й кв-л, 20а	0,694820
12	ул. Степана Степанова ,2	0,923000
13	ул. Колхозная	0,287000
14	3А кв-л, 29	0,544270
15	1-й кв-л,3а	0,445000
16	1-й кв-л,1	0,954490
17	1-й кв-л,2	0,522960
18	1-й кв-л,3	0,771360
19	1-й кв-л,4	0,693750
20	1-й кв-л, 5	1,530880
21	1-й кв-л, 6	0,910000

22	1-й кв-л,7	1,479480
23	1-й кв-л,8	0,680600
24	1-й кв-л, 9	0,848390
25	1-й кв-л, 10	0,990480
26	1-й кв-л,11	0,613260
27	1-й кв-л, 12	0,575040
28	1-й кв-л, 13	0,550470
29	1-й кв-л,14	0,877260
30	1-й кв-л, 16	0,629640
31	1-й кв-л, 17	0,606890
32	1-й кв-л, 18	0,643260
33	1-й кв-л,19	1,186833
34	ул. Песчаная , 6	0,727062
35	7-й кв-л, 2	0,509620
36	7-й кв-л ,3а	0,243790
37	7-й кв-л,3б	0,283380
38	7-й кв-л, д.4	0,722850
39	7-й кв-л,5а	0,430460
40	7-й кв-л, 5б	0,441630
41	7-й кв-л,д.7	0,262360
42	7-й кв-л, д.9	0,284200
43	7-й кв-л, д,11	0,647510
44	7-й кв-л, 12а	0,272370
45	7-й кв-л, 12б	0,222927
46	7-й кв-л,13	0,516440
47	7-й кв-л,д,15	0,855700
48	7-й кв-л, д,17	0,566747
49	ул. Советская ,14а	0,859355
50	ул. Советская ,14б	0,929932
51	ул. Комсомольская ,24а	0,320900
52	ул. Комсомольская ,24 б	0,404703
53	ул. Комсомольская ,26	0,501733
54	ул. Комсомольская , 28	0,470420
55	ул. Комсомольская ,30	0,505923
56	ул. Комсомольская, 32	0,485000
57	ул. Колхозная, 2	0,965000
58	ул. Колхозная, 13в	0,665333
59	ул. Колхозная , 94а	0,248249
60	1-й кв-л, 22	1,199520
61	7-й кв-л,8	0,353760
62	ул. Песчаная, 4	1,409366
63	ул. Колхозная , 98	0,400000
64	ул. Ухтомского ,28	0,546000

65	ул. Степана Степанова , 4	1,163000
66	ул. Степана Степанова , 6	0,522000
67	ул. Колхозная , 4	1,059190
68	ул. Первомайская , 19	0,645200
69	ул. Первомайская , 19	0,646800
70	ул. Первомайская ,21а	0,810500
71	ул. Первомайская , 23	0,909300
72	ул. Песчаная ,8	0,755200
73	ул. Советская , 8/1	0,849027
74	ул. Советская , 8	0,383867
75	2-й кв-л, 9	0,786100
76	2-й кв-л,18	0,393293
77	ул. Спортивная , 8	0,443900
78	ул. Коммунистическая , 53	0,676700
79	ул. Спортивная ,13	1,249201
80	ул. Спортивная,26	0,852067
81	ул. Спортивная ,5/1	0,305318
82	ул. Спортивная , 3	0,259884
83	ул. Спортивная ,1	0,324913
84	ул. Первомайская ,2	0,397278
85	ул. Первомайская 4	0,336902
86	ул. Первомайская , 6	0,261602
87	ул. Советская , 3/12	0,440481
88	ул. Спортивная ,7/2	0,241912
89	ул. Комсомольская ,1/11	0,253000
90	3А кв-л, 2	0,526409
91	3А кв-л, 3	0,464864
92	3А кв-л, 4	0,313636
93	3А кв-л, 5	0,206035
94	3А кв-л, 8	0,212455
95	3А кв-л, 6	0,331409
96	3А кв-л, 7	0,331409
97	3А кв-л, 9	0,210455
98	3А кв-л, 12	0,526409
99	3А кв-л, 13	0,307591
100	3А кв-л, 13а	0,308591
101	3А кв-л, 15	0,213455
102	3А кв-л, 15а	0,213455
103	3А кв-л, 17	0,420818
104	3А кв-л, 21	0,473713

105	3А кв-л,26	0,944245
106	3А кв-л,27	0,659727
107	3А кв-л,28	0,274000
108	3А кв-л,28а	0,266000
109	ул. Советская, 12	0,241300
110	ул. Октябрьская ,4	0,260092
111	ул. Пионерская , 10	0,208045
112	ул. Пионерская ,12	0,205085
113	2-й кв-л,1	0,975094
114	2-й кв-л, 2	0,676319
115	2-й кв-л, 3	0,692148
116	3А кв-л,20	0,475368
117	2-й кв-л, 6	0,505545
118	2-й кв-л, 12	1,021770
119	2-й кв-л, 13	0,590021
120	ул. Ухтомского , 26	0,494318
121	ул. Ленина , 27	0,498783
122	2-й кв-л, 10	0,716909
123	2-й кв-л, 14	0,584748
124	ул. Первомайская 10	0,235496
125	ул. Советская, 11	0,209744
126	3А кв-л,24	0,477997
127	ул. Спортивная ,12	0,664909
128	2-й кв-л,7	0,786025
129	ул. Первомайская , 7/7	0,301212
130	ул. Первомайская, 18/5	0,325040
131	2-й кв-л,8	0,335045
132	3А кв-л,16	0,239409
133	3А кв-л,18	0,351064
134	ул. Советская, 5	0,202818
135	3А кв-л,23	0,498195
136	3А кв-л,10	0,443273
137	2-й кв-л,5	0,511318
138	ул. Советская , 6\14	0,261811
139	ул. Ленина ,19	0,486362
140	ул.Ленина , 21	0,495020
141	ул. Ленина , 23	0,522581
142	3А кв-л,25	0,881057
143	ул. Первомайская 16	0,368278
144	ул. Первомайская , 5	0,367099
145	ул. Ленина , 25	0,508382
146	ул. Советская , 4	0,243988
147	2-й кв-л,11	0,464573

148	ул. Набережная , 1	0,502885
149	ул. Октябрьская , 7/8	0,221675
150	ул. Октябрьская , 12	0,203487
151	ул. Советская 8 корп,2	0,699500
152	ул. Спортивная, 20	0,751000
153	3А кв-л,1а	0,509200
154	ул. Первомайская , 1	0,347000
155	ул. Первомайская , 1	0,286000
156	ул. Пионерская , 6	0,283000
157	3А кв-л, 11	0,852700
158	ул. Комсомольская , 34	0,900500
159	ул. Ленина , 27А	0,451774
160	ул. Первомайская , 5а	0,231344
161	7-й кв-л, 6а	0,361300
162	ул. Спортивная , 3а	0,479840
163	3А кв-л, 14	0,298000
164	1-й кв-л, 15	0,229000
165	ул. Коммунистическая , 63	0,435527
166	ул. Коммунистическая , 63	0,491763
167	ул. Коммунистическая , 41	0,205504
168	1-й кв-л, 21	1,774000
169	1-й кв-л, 21	0,752000
170	3А кв-л,2а	0,315000
171	2-й кв-л, 4	0,294000
172	ул. Спортивная , 24	0,494500
173	3А кв-л, 2б	0,288000
174	Петровское,22	0,284086
175	Петровское,23	0,284352
176	Петровское,25	0,574136
177	Петровское стр.26	0,254887
178	Петровское,21	0,346000
179	Петровское,24	0,605026
180	Петровское	0,235227
181	Зил городок ,37	0,326145
182	Зил городок ,38	0,24757
183	Зил городок ,31	0,217
184	Парковая, 9	1,436980
185	Ухтомского, 4/1	0,302098

186	Ухтомского, 4	0,694972
187	Октябрьская, 10а	0,872370
188	Спортивная, 2г	3,338000
189	Ухтомского, 9"а"	0,256136
190	Октябрьская, 5	0,256136
191	Октябрьская, 9	0,256136
192	Октябрьская, 11	0,256136
193	Октябрьская, 13	0,215219
194	Октябрьская, 15	0,246994
195	Октябрьская, 17	0,238166
196	Октябрьская, 19	0,216727
197	Октябрьская, 21	0,213591
198	Октябрьская, 25	0,233182
199	Парковая, 4	0,256136
200	Парковая, 6	0,256136
201	Парковая, 12	0,399888
202	Парковая, 18	0,324999
203	Сафонова, 2	0,480727
204	Сафонова, 6	0,474727
205	Набережная, 18/1	0,306930
206	Набережная, 6	0,235741
207	Набережная, 8	0,256659
208	Набережная, 10	0,256659
209	Набережная, 12	0,275136
210	Набережная, 12а	0,290136
211	Набережная, 14	0,256659
212	Набережная, 18а	0,256659
213	Набережная, 18б	0,256659
214	Набережная, 18в	0,256659
215	Набережная, 20	0,256659
216	Набережная, 20а	0,256659
217	Набережная, 20б	0,256659
218	Набережная, 20в	0,256659
219	Набережная, 22	0,274955
220	Набережная, 22б	0,210039
221	Сафонова, 4	0,256659
222	Ухтомского, 27	0,250909

223	Ухтомского, 29	0,209645
224	Ухтомского, 31/2	0,241608
225	Парковая, 26	0,236900
226	Парковая, 28	0,236900
227	Набережная, 18/2	0,377636
228	Набережная, 14а	0,256659
229	Набережная, 18	0,256659
230	Ухтомского, 25	0,212357
231	Набережная, 14б	0,256659
232	Октябрьская, 3	0,256136
233	Октябрьская, 30	0,721368
234	Октябрьская, 18	0,794330
235	Октябрьская, 27	0,330000
236	Ухтомского, 1а	0,278000
237	Парковая, 24	0,384000
238	Ленина, 2а	0,744763
239	Парковая, 16	0,368860
240	Парковая, 18	0,499258
241	Сафонова, 8	0,201500
242	Ухтомского, 1	0,277000

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

Согласно пункту 6 ст. 15 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" под бесхозяйной тепловой сетью понимается совокупность устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии и не имеющих эксплуатирующей организации. Согласно статье 225 Гражданского кодекса РФ вещь признается бесхозяйной, если у нее отсутствует собственник или его невозможно определить (собственник неизвестен), либо собственник отказался от права собственности на нее.

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

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

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

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

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

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

Принятие на обслуживание бесхозяйных сетей в порядке ст. 15 Закона "О теплоснабжении" не отменяет необходимости принятия их в собственность органом местного самоуправления. Принятие на учет бесхозяйных тепловых сетей осуществляется на основании постановления Правительства РФ от 17.09.2003г. № 580.

Хотелось бы отметить, что вне зависимости от наличия в системе теплоснабжения бесхозяйных тепловых сетей, обязанность по надежному и бесперебойному снабжению потребителей энергией, должна возлагаться на профессиональных участников рынка тепловой энергии – теплоснабжающую и/или теплосетевую организации.

Согласно исходным данным, в настоящее время, за всеми участками тепловых сетей в городском округе город Лыткарино закреплены эксплуатирующие организации. Бесхозяйные тепловые сети в городском округе город Лыткарино не выявлены.

1.4. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

1.4.1. **Схемы присоединения нагрузок потребителей**

Схемы присоединения нагрузок потребителей показаны в п. 1.3.11.

1.4.2. **Объём потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха**

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) при расчетных температурах наружного воздуха основаны на анализе тепловых нагрузок потребителей представленных теплоснабжающей организацией и указаны в **таблице 1.4.2.1.**

Таблица 1.4.2.1 ─ Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) городского округа город Лыткарино при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование потребителей	Расчетная нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/час	Расчетная мах нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Суммарная нагрузка (отопл.+ ГВСсредн), Гкал/ч
Жилой фонд	127	26,41	12	138,962
Бюджет	10,60	2,21	1,00	11,61
Муниципалитет	1,61	0,33	0,15	1,76
Прочие	8,35	1,74	0,79	9,13
ИТОГО	**161,462**	**30,69**	**13,91**	**161,462**

Договорные тепловые нагрузки потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС городского округа город Лыткарино по теплоисточникам на 2017 г. приведены в **таблице 1.4.2.2.**

Таблица 1.4.2.2 ─ Потребление тепловой энергии по источникам теплоснабжения городского округа город Лыткарино при расчетных температурах наружного воздуха

Потребители тепловой энергии г.о.г. Лыткарино							
№ п/п	Наименование потребителей	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/час	*Расчетная нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/час*	Расчетная мах нагрузка на ГВС, Гкал/час	*Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час*	**Суммарная нагрузка (отопл.+ ГВСсредн), Гкал/ч**
МП «Лыткаринская теплосеть»							
1	Котельная №1	81,01	4,42	85,43	26,09	22,69	108,12
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	0,45	0,00	0,45	0,00	0,00	0,45
3	Котельная №3 «Кормоцех»	2,16	0,00	2,16	0,30	0,26	2,41
4	Котельная №4 «Промзона»	1,37	0,00	1,37	0,25	0,22	1,59
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	0,94	0,03	0,97	0,21	0,18	1,12
Итого по МП «Лыткаринская теплосеть»		**85,93**	**4,45**	**90,37**	**26,85**	**23,35**	**113,69**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	21,80	2,13	23,93	3,67	3,19	27,12
7	Котельная ООО «ТЕКС»	4,3175	0,3849	4,7005	0,8105	0,3695	5,07
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	15,58	0	15,58	0	0	15,58
ВСЕГО по г.о.г. Лыткарино		**127,62**	**6,97**	**134,58**	**31,33**	**26,91**	**161,46**

1.4.3. **Случаи (условия) применения для отопления жилых помещений в многоквартирных домах с централизованным теплоснабжением 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.

Серьёзная 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.

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных (более 2-х квартир) домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в городском округе город Лыткарино нет.

1.4.4. **Объём потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Средняя температура отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012* «Строительная климатология», составляет *минус 2,2 °С*. Продолжительность отопительного сезона составляет 205 суток.

За расчетный год в целом (температура отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012)* расчётное потребление тепловой энергии составляет ─ **395 443** Гкал.

За *отопительный период* расчетного года (температура отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012)* расчётное потребление тепловой энергии составляет ─ **352 713,0** Гкал.

Таблица 1.4.4.1 ─ Потребление тепловой энергии по источникам теплоснабжения городского округа город Лыткарино при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование котельной	**Наименование теплоснабжающей организации**	**Полезный отпуск в отопительный период, Гкал**	**Полезный отпуск в год, Гкал**
г.о.г. Лыткарино			
Котельная №1	МП "Лыткаринская теплосеть"	241314,1	274507,0
Котельная №2 «Очистные сооружения»	МП "Лыткаринская теплосеть"	1221,1	1317,4
Котельная №3 «Кормоцех»	МП "Лыткаринская теплосеть"	2338,3	2965,4
Котельная №4 «Промзона»	МП "Лыткаринская теплосеть"	4204,7	4853,8
Котельная №5 «ЗИЛ»	МП "Лыткаринская теплосеть"	2377,2	2682,8
Котельная ОАО «ЛЗОС»	ОАО «ЛЗОС»	61296,3	67654,9
Котельная ООО «ТЭКС»	ООО «ТЭКС»	6875,3	8376,5
Котельная НИЦ ЦИАМ	НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова»	33086,1	33086,1
	Всего	**352713,0**	**395443,7**

1.4.5. **Объём потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии**

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (по теплоисточникам) за отопительный период и за год в целом при расчетных температурах наружного воздуха в зоне действия источника тепловой энергии, основанные на анализе тепловых нагрузок потребителей котельныхгородского округа город Лыткарино и в соответствии с средней температурой отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012* «Строительная климатология», внесены в **таблицы 1.4.5.1-1.4.5.8**.

Таблица 1.4.5.1 — *Расчетные* значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах отопительной нагрузки котельной №1 городского округа город Лыткарино за отопительный период и за год в целом в соответствии с средней температурой отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012* «Строительная климатология»

Период	Продолжительность работы котельной, дней	Продолжительность отопительного сезона, дней	Температура наружного воздуха расчетная	Отопление и вентиляц ия, Гкал/мес	на ГВС (ср.нед), Гкал/мес	Всего за месяц, Гкал/мес
$T^{р}_{нв}$	**351**	**205**	**-2,2**			
январь	31	31	-7,8	37480,8	7402,7	44883,5
февраль	28	28	-7,1	32935,1	6686,3	39621,4
март	31	31	-1,3	28038,0	7402,7	35440,7
апрель	30	23	6,4	12503,0	7163,9	19666,9
май	31		13		7402,7	7402,7
июнь	30		16,9		7163,9	7163,9
июль	31		18,7		7402,7	7402,7
август	17		16,8		4059,6	4059,6
сентябрь	30		11,1		7163,9	7163,9
октябрь	31	31	5,2	18595,1	7402,7	25997,8
ноябрь	30	30	-1,1	26852,3	7163,9	34016,3
декабрь	31	31	-5,6	34284,8	7402,7	41687,5
ИТОГО	**351**	**205**	Гкал/год	**190689,1**	**83817,9**	**274507,0**
	Отопительный сезон		**Гкал/год**	**190689,1**	**50625,1**	**241314,1**

Таблица 1.4.5.2 — *Расчетные* значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах отопительной нагрузки котельной №2 «Очистные сооружения» городского округа город Лыткарино за отопительный период и за год в целом в соответствии с средней температурой отопительного сезона, согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»

Период	Продолжительность работы котельной, дней	Продолжительность отопительного сезона, дней	Температура наружного воздуха расчетная	Отопление и вентиляция , Гкал/мес	на ГВС (ср.нед), Гкал/мес	Всего за месяц, Гкал/мес
$T^{р}_{нв}$	**351**	**205**	**-2,2**			
январь	31	31	-7,8	211,1	21,5	232,6
февраль	28	28	-7,1	185,5	19,4	204,9
март	31	31	-1,3	157,9	21,5	179,4
апрель	30	23	6,4	70,4	20,8	91,2
май	31		13		21,5	21,5
июнь	30		16,9		20,8	20,8
июль	31		18,7		21,5	21,5
август	*17*		16,8		11,8	11,8
сентябрь	30		11,1		20,8	20,8
октябрь	31	31	5,2	104,7	21,5	126,2
ноябрь	30	30	-1,1	151,3	20,8	172,0
декабрь	31	31	-5,6	193,1	21,5	214,6
ИТОГО	**351**	**205**	**Гкал/год**	**1074,2**	**243,2**	**1317,4**
	Отопительный сезон		**Гкал/год**	**1074,2**	**146,9**	**1221,1**

Таблица 1.4.5.3 — *Расчетные* значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах отопительной нагрузки котельной №3 «Кормоцех» городского округа город Лыткарино за отопительный период и за год в целом в соответствии с средней температурой отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012* «Строительная климатология»

Период	Продолжительность работы котельной, дней	Продолжительность отопительного сезона, дней	Температура наружного воздуха расчетная	Отопление и вентиляц ия, Гкал/мес	на ГВС (ср.нед), Гкал/мес	Всего за месяц, Гкал/мес
$T^{р}_{нв}$	**351**	**205**	**-2,2**			
январь	31	31	-7,8	271,6	139,9	411,5
февраль	28	28	-7,1	238,7	126,3	365,0
март	31	31	-1,3	203,2	139,9	343,0
апрель	30	23	6,4	90,6	135,3	225,9
май	31		13		139,9	139,9
июнь	30		16,9		135,3	135,3
июль	31		18,7		139,9	139,9
август	*17*		16,8		76,7	76,7
сентябрь	30		11,1		135,3	135,3
октябрь	31	31	5,2	134,8	139,9	274,6
ноябрь	30	30	-1,1	194,6	135,3	329,9
декабрь	31	31	-5,6	248,5	139,9	388,3
ИТОГО	**351**	**205**	**Гкал/год**	**1381,9**	**1583,5**	**2965,4**
	Отопительный сезон		**Гкал/год**	**1381,9**	**956,4**	**2338,3**

Таблица 1.4.5.4 — *Расчетные* значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах отопительной нагрузки котельной №4 «Промзона» городского округа город Лыткарино за отопительный период и за год в целом в соответствии с средней температурой отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012* «Строительная климатология»

Период	Продолжительность работы котельной, дней	Продолжительность отопительного сезона, дней	Температура наружного воздуха расчетная	Отопление и вентиляция, Гкал/мес	на ГВС (ср.нед), Гкал/мес	Всего за месяц, Гкал/мес
$T^{р}_{нв}$	**351**	**205**	**-2,2**			
январь	31	31	-7,8	631,8	144,8	776,6
февраль	28	28	-7,1	555,2	130,8	686,0
март	31	31	-1,3	472,7	144,8	617,4
апрель	30	23	6,4	210,8	140,1	350,9
май	31		13		144,8	144,8
июнь	30		16,9		140,1	140,1
июль	31		18,7		144,8	144,8
август	17		16,8		79,4	79,4
сентябрь	30		11,1		140,1	140,1
октябрь	31	31	5,2	313,5	144,8	458,2
ноябрь	30	30	-1,1	452,7	140,1	592,8
декабрь	31	31	-5,6	578,0	144,8	722,7
ИТОГО	**351**	**205**	**Гкал/год**	**3214,6**	**1639,2**	**4853,8**
	Отопительный сезон		**Гкал/год**	**3214,6**	**990,0**	**4204,7**

Таблица 1.4.5.5 — *Расчетные* значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах отопительной нагрузки котельной №5 «ЗИЛ» городского округа город Лыткарино за отопительный период и за год в целом в соответствии с средней температурой отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012* «Строительная климатология»

Период	Продолжительность работы котельной, дней	Продолжительность отопительного сезона, дней	Температура наружного воздуха расчетная	Отопление и вентиляция, Гкал/мес	на ГВС (ср.нед), Гкал/мес	Всего за месяц, Гкал/мес
$T^{р}_{нв}$	**351**	**205**	**-2,2**			
январь	31	31	-7,8	375,7	68,1	443,8
февраль	28	28	-7,1	330,1	61,5	391,6
март	31	31	-1,3	281,0	68,1	349,2
апрель	30	23	6,4	125,3	65,9	191,3
май	31		13		68,1	68,1
июнь	30		16,9		65,9	65,9
июль	31		18,7		68,1	68,1
август	17		16,8		37,4	37,4
сентябрь	30		11,1		65,9	65,9
октябрь	31	31	5,2	186,4	68,1	254,5
ноябрь	30	30	-1,1	269,1	65,9	335,1
декабрь	31	31	-5,6	343,6	68,1	411,8
ИТОГО	**351**	**205**	**Гкал/год**	**1911,3**	**771,5**	**2682,8**
	Отопительный сезон		**Гкал/год**	**1911,3**	**466,0**	**2377,2**

Таблица 1.4.5.6 — *Расчетные* значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах отопительной нагрузки котельной ОАО «ЛЗОС» городского округа город Лыткарино за отопительный период и за год в целом в соответствии с средней температурой отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012* «Строительная климатология»

Период	Продолжительность работы котельной, дней	Продолжительность отопительного сезона, дней	Температура наружного воздуха расчетная	Отопление и вентиляц ия, Гкал/мес	на ГВС (ср.нед), Гкал/мес	Всего за месяц, Гкал/мес
$T^{р}_{нв}$	**351**	**205**	**-2,2**			
январь	31	31	-7,8	10141,9	1418,1	11560,0
февраль	28	28	-7,1	8911,9	1280,9	10192,7
март	31	31	-1,3	7586,8	1418,1	9004,9
апрель	30	23	6,4	3383,2	1372,4	4755,5
май	31		13		1418,1	1418,1
июнь	30		16,9		1372,4	1372,4
июль	31		18,7		1418,1	1418,1
август	17		16,8		777,7	777,7
сентябрь	30		11,1		1372,4	1372,4
октябрь	31	31	5,2	5031,6	1418,1	6449,7
ноябрь	30	30	-1,1	7265,9	1372,4	8638,3
декабрь	31	31	-5,6	9277,1	1418,1	10695,2
ИТОГО	**351**	**205**	**Гкал/год**	**51598,4**	**16056,5**	**67654,9**
	Отопительный сезон		**Гкал/год**	**51598,4**	**9698,0**	**61296,3**

Таблица 1.4.5.7 — *Расчетные* значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах отопительной нагрузки котельной ООО «ТЭКС» городского округа город Лыткарино за отопительный период и за год в целом в соответствии с средней температурой отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012* «Строительная климатология»

Период	Продолжительность работы котельной, дней	Продолжительность отопительного сезона, дней	Температура наружного воздуха расчетная	Отопление и вентиляция, Гкал/мес	на ГВС (ср.нед), Гкал/мес	Всего за месяц, Гкал/мес
$T^{р}_{нв}$	**351**	**205**	**-2,2**			
январь	31	31	-7,8	901,3	334,8	1236,1
февраль	28	28	-7,1	792,0	302,4	1094,4
март	31	31	-1,3	674,3	334,8	1009,1
апрель	30	23	6,4	300,7	324,0	624,7
май	31		13		334,8	334,8
июнь	30		16,9		324,0	324,0
июль	31		18,7		334,8	334,8
август	17		16,8		183,6	183,6
сентябрь	30		11,1		324,0	324,0
октябрь	31	31	5,2	447,2	334,8	782,0
ноябрь	30	30	-1,1	645,7	324,0	969,7
декабрь	31	31	-5,6	824,5	334,8	1159,3
ИТОГО	**351**	**205**	**Гкал/год**	**4585,7**	**3790,8**	**8376,5**
	Отопительный сезон		**Гкал/год**	**4585,7**	**2289,6**	**6875,3**

Таблица 1.4.5.8 — *Расчетные* значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах отопительной нагрузки котельной НИЦ ЦИАМ городского округа город Лыткарино за отопительный период и за год в целом в соответствии с средней температурой отопительного сезона, согласно *СП 131.13330.2012* «Строительная климатология»

Период	Продолжительность работы котельной, дней	Продолжительность отопительного сезона, дней	Температура наружного воздуха расчетная	Отопление и вентиляция, Гкал/мес	на ГВС (ср.нед), Гкал/мес	Всего за месяц, Гкал/мес
$T^{р}_{нв}$	**351**	**205**	**-2,2**			
январь	31	31	-7,8	6503,2	0,0	6503,2
февраль	28	28	-7,1	5714,5	0,0	5714,5
март	31	31	-1,3	4864,8	0,0	4864,8
апрель	30	23	6,4	2169,4	0,0	2169,4
май	31		13		0,0	0,0
июнь	30		16,9		0,0	0,0
июль	31		18,7		0,0	0,0
август	17		16,8		0,0	0,0
сентябрь	30		11,1		0,0	0,0
октябрь	31	31	5,2	3226,4	0,0	3226,4
ноябрь	30	30	-1,1	4659,1	0,0	4659,1
декабрь	31	31	-5,6	5948,7	0,0	5948,7
ИТОГО	**351**	**205**	**Гкал/год**	**33086,1**	**0,0**	**33086,1**
	Отопительный сезон		**Гкал/год**	**33086,1**	**0,0**	**33086,1**

1.4.6. **Существующие нормативы 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.

Информация о нормативах потребления коммунальных услуг по отоплению и горячему водоснабжению на территории городского округа город Лыткарино приведена в **таблицах 1.4.6.1-1.4.6.3**.

Нормативы установлены в соответствии с распоряжением Министерства строительного комплекса и жилищно-коммунального хозяйства Московской области от 31.08.2012 №28 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг в отношении отопления, холодного и горячего водоснабжения, водоотведения, электроснабжения, предоставляемых в жилых помещениях, а также на общедомовые нужды» и в соответствии с Распоряжением Министерства строительного комплекса и жилищно-коммунального хозяйства Московской области от 17.07.2013 № 102 «О внесении изменений в распоряжение Министерства строительного комплекса и жилищно-коммунального хозяйства Московской области от 31.08.2012 № 28 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг в отношении холодного и горячего водоснабжения, водоотведения, электроснабжения и отопления».

В г. Лыткарино для населения применяются нормативы потребления коммунальных услуг, утвержденные постановлением Главы городского округа Лыткарино от 09.11.2007 г. № 106-п «О нормативах потребления коммунальных услуг»:

- норматив потребления тепловой энергии на подогрев 1 $м^3$ воды в размере 0,060064 Гкал/$м^3$;

- норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в размере 0,019 Гкал на 1 $м^2$ общей площади жилых помещений.

Таблица 1.4.6.1 ─ Нормативы потребления коммунальной услуги в отношении отопления в жилых помещениях, Гкал на 1 кв. м общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома

Группы домов постройки до 1999 года	Нормативы потребления тепловой энергии	Группы домов постройки после 1999 года	Нормативы потребления
1	2	3	4
1-этажные	0,0501	1-этажные	0,0190
2-этажные	0,0466	2-этажные	0,0158
3-4-этажные	0,0289	3-этажные	0,0157
5-9-этажные	0,0244	4-5-этажные	0,0135
10-13-этажные	0,0237	6-7-этажные	0,0126
14-этажные	0,0248	8-этажные	0,0122
15-этажные	0,0251	9-этажные	0,0121
16 и более	0,0261	10-этажные	0,0115
		11-этажные	0,0114
		12 и более	0,0113

Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению утверждены распоряжением Министерства строительного комплекса и жилищно-коммунального хозяйства Московской области от 31.08.2012 №28 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг в отношении отопления, холодного и горячего водоснабжения, водоотведения, электроснабжения, предоставляемых в жилых помещениях, а также на общедомовые нужды» и Распоряжением Министерства строительного комплекса и жилищно- коммунального хозяйства Московской области от 17.07.2013 № 102 «О внесении изменений в распоряжение Министерства строительного комплекса и жилищно- коммунального хозяйства Московской области от 31.08.2012 № 28 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг в отношении холодного и горячего водоснабжения, водоотведения, электроснабжения и отопления».

Таблица 1.4.6.2 ─ Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях, куб. м на 1 чел

Категории многоквартирных домов с указанием оборудования	Норматив потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению	
	всего	в т.ч. горячее водоснабжение
1	2	3
1. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, с душем и ваннами		

Категории многоквартирных домов с указанием оборудования	Норматив потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению	
	всего	в т.ч. горячее водоснабжение
Длиной 1650-1700 мм	8,12	2,62
Длиной 1500-1550 мм	8,01	2,56
Длиной 1200 мм	7,9	2,51
2. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, с душем без ванн	7,13	2,13
3. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, без душа и ванн	5,34	1,27
4. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные газовыми (электрическими, твердотопливными) водонагревателями, с душем и ваннами		
Длиной 1650-1700 мм	8,52	
Длиной 1500-1550 мм	8,4	
Длиной 1200 мм	8,29	
5. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные газовыми (электрическими, твердотопливными) водонагревателями, душем без ванн	7,65	
6. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные газовыми (электрическими, твердотопливными) водонагревателями, без душа и ванн	5,61	
7. Многоквартирные дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным водоснабжением, централизованным или местным водоотведением, без душа и ванн	4,89	
8. Многоквартирные дома с холодным водоснабжением из уличных колонок	1,83	
9. Общежития неквартирного типа, оборудованные централизованным отоплением, холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, с душем и ваннами	7,76	2,5

Таблица 1.4.6.3 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды, куб. м на 1 кв. м общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме

Этажность многоквартирного жилого дома	Нормативы потребления		Этажность многоквартирного жилого дома	Нормативы потребления	
	Холодное водоснабжение	Горячее водоснабжение		Холодное водоснабжение	Горячее водоснабжение
1-этажные	0,0264	0,0198	9-этажные	0,022	0,0124
2-этажные	0,0293	0,0202	10-этажные	0,0198	0,011
3-этажные	0,0274	0,0178	11-этажные	0,0186	0,0102

4-этажные	0,0268	0,017	12-этажные	0,0173	0,0095
5-этажные	0,0262	0,0161	13-этажные	0,0161	0,0087
6-этажные	0,025	0,015	14-этажные	0,0148	0,008
7-этажные	0,0242	0,0141	15-этажные	0,0133	0,0072
8-этажные	0,0234	0,0134	16-этажные и выше	0,0119	0,0063

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

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

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

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

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

3) Мощность источника тепловой энергии *нетто* — величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для Схемы теплоснабжения городского округа город Лыткарино были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.

Балансы установленной мощности источников централизованного теплоснабжениягородского округа город Лыткариносведен в **таблицу 1.5.1.1**.

Таблица 71.5.1.1– Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки источников централизованного теплоснабжения городского округа город Лыткарино

Котельная	Адрес котельной	Расход тепловой энергии на собственные нужды и хоз. нужды, %	Расход тепловой энергии на собственные нужды и хоз. нужды, Гкал/год	Тепловая мощность нетто, Гкал/час	Тепловые потери в сетях, %	Тепловые потери в сетях, Гкал-год	Располагаемая мощность, Гкал/час	Тепловая нагрузка с учетом потерь в тс, Гкал/час	Договорная присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час	Резерв (+)/ дефицит(-) тепловой мощности нетто, Гкал
МП «Лыткаринская теплосеть»										
1	Котельная №1	0,89%	2301,69	99,1199,11	7,08	18192,72	100	115,14	108,12	**-16,03**
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	3,16%	40,11	1,278	31,45	386,43	1,2	0,8547	0,4547	**0,4233**
3	Котельная №3 «Кормоцех»	1,06%	76,27	4,75	8,81	628,38	4,8	2,83	2,41	**1,92**
4	Котельная №4 «Промзона»	1,35%	71,12	3,55	17,32	895,54	3,6	2,2063	1,5863	**1,3437**
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	2,74%	113,53	2,3884	24,14	978,68	2,4	1,69	1,12	**0,6984**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	1,48%	443,7	111,409	8,84	5745,4	85,06	36,93	27,12	**74,479**
7	Котельная ООО «ТЕКС»	17,40%	1401,4	3,717	4,68	296,6	4,5	5,244	5,07	**-1,527**
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	2,34%	1273	74,28	3,56	1890	74,65	18,22	15,58	**56,06**

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

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки является определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Резерв тепловой мощности нетто котельных городского округа город Лыткариносведен в**Таблицу 1.5.2.1.**

Таблица 1.5.2.1 ─ Резерв тепловой мощности нетто котельных городского округа город Лыткарино

Котельная	**Адрес котельной**	**Тепловая мощность нетто, Гкал/час**	**Располагаемая мощность, Гкал/час**	**Тепловая нагрузка с учетом потерь в тс, Гкал/час**	**Договорная присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час**	**Резерв (+)/ дефицит(-) тепловой мощности нетто, Гкал**
1	Котельная №1	99,1199,11	100	115,14	108,12	**-9,01**
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	1,278	1,2	0,8547	0,4547	**0,83**
3	Котельная №3 «Кормоцех»	4,75	4,8	2,83	2,41	**2,34**
4	Котельная №4 «Промзона»	3,55	3,6	2,2063	1,5863	**1,96**
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	2,3884	2,4	1,69	1,12	**1,25**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	111,409	85,06	36,93	27,12	**83,849**
7	Котельная ООО «ТЕКС»	3,717	4,5	5,244	5,07	**-1,527**
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	74,28	74,65	18,22	15,58	**58,7**

Вывод: Существущий дефицит мощности котельной №1 МП «Лыткаринская теплосеть» и Котельная ООО «ТЕКС» **не позволяет** подключить перспективную тепловую нагрузку

1.5.3. **Анализ гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существущие 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.

1.5.4. Анализ причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

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

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

Основные причины возникновения дефицита тепловой мощности:

- недостаточно тепловой мощности тепловых источников (котельных);
- большие потери в тепловых сетях.

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

1.5.5. Анализ 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.

Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто источников тепловой энергии городского округа город Лыткарино представлен в п.1.5.2.

Возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности в городском округе город Лыткарино практически отсутствуют.

1.6. Балансы теплоносителя

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

Источником водоснабжения котельных городского округа город Лыткарино служит артезианская вода.

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

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

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

- *в закрытых системах теплоснабжения — 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;*
- *дляотдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2, а при отсутствии баков – по максимальному расходу воды на горячее водоснабжении плюс (в обоих случаях) 0,75% фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжениязданий;*

— *в открытых системах теплоснабжения - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжениязданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах».*

$$G_{под}=0,0075*(V_{тс}+V_{от}+V_{вент.}+V_{гвс}),\ м^3/ч$$

где:

V_{mc}, V_{om}, $У_{вент}$, $У_{гвс}$ - объем теплоносителя в трубопроводах в тепловых сетях, системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей.

Согласно МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утвержденной заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003г.:

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

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

где:

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

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

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

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

где:

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

ν – удельный объем системы теплопотребления, $м^3$ч/Г кал;

n - количество систем теплопотребления, оснащенных одним видом нагревательных приборов.

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

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

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

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

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

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

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

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

Ввиду отсутствия в теплоснабжающих организациях учета фактических потерь сетевой воды, сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя всех зон действия источников тепловой энергии не выполнялся.

Структура балансов производительности водоподготовительных установоки подпитки теплосетиприведены в **таблице 1.6.1.1**.

Таблица 1.6.1.─ Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети (Согласно СНИП 41-02-2003 «Тепловые сети») котельных городского округа город Лыткарино

Источник	Объем теплоносителя в системе, м3	Объем теплоносителя в присоединенных системах отопления и ГВС, $м^3$	Объем теплоносителя в системе с учетом систем теплопотребления, $м^3$	Расчетный расход воды на подпитку теплосети, т/час	Аварийная подпитка, т/час
Котельная №1	4 197,7	2 694,6	6 892,3	51,69	137,85
Котельная №2 «Очистные сооружения»	7,4	15,2	22,6	0,17	0,45
Котельная №3 «Кормоцех»	16,8	19,5	36,3	0,27	0,73
Котельная №4 «Промзона»	30,0	45,4	75,4	0,57	1,51
Котельная №5 «ЗИЛ»	27,2	27,0	54,2	0,41	1,08
Котельная ОАО «ЛЗОС»	590,7	729,1	1 319,8	9,90	26,40
Котельная ООО «ТЕКС»	43,2	64,8	108,0	0,81	2,16
Котельная НИЦ ЦИАМ	881,2	467,5	1 348,8	10,12	26,98

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

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

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

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения показан в **Таблице 1.6.1.1** (см. п.1.6.1).

1.7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.7.1. Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Котельные городского округа город Лыткарино используют в качестве топлива природный газ по ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения".

Средняя низшая теплота сгорания 8100– 8200 ккал/м^3.

Паспорт качества газа представлен в **Приложении 2**.

Вид основного и резервного топлива для каждого источника теплоснабжения городского поселения Фряново представлен в **таблице 1.7.1.1.**

Таблица 1.7.1.1 ─ Вид основного и используемого топлива для каждого источника теплоснабжения г.о.г. Лыткарино

№ п/п	Наименование	Вид и марка топлива		Схема поставки топлива (источник, месторождение)
		основное	резервное	
1	Котельная №1	природный газ	мазут	магистральный
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	природный газ	нет	магистральный
3	Котельная №3 «Кормоцех»	природный газ	нет	магистральный
4	Котельная №4 «Промзона»	природный газ	нет	магистральный
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	природный газ	нет	магистральный
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	природный газ	мазут	магистральный
7	Котельная ООО «ТЕКС»	природный газ	Дизельное топливо	магистральный
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	природный газ	мазут	магистральный

Топливный баланс (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС городского округа город Лыткарино* – п. 1.4.2) приведен в **таблицах 1.7.1.2 – 1.7.1.9**. Расчет сделан из условия потерь тепловой энергии топлива в котлах, на СН котельной и в теплосети согласно п. 1.2.10 (Табл. 1.2.10.1).

Общий годовой расход природного газа по котельным городского округа город Лыткарино (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС)* составляет:

– 60 363 **тыс.м^3/год** (7186,1 м^3/час).

Таблица 1.7.1.2 ─ Топливный баланс (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС)* котельной №1 МП «Лыткаринская теплосеть» городского округа город Лыткарино

Потребность топлива (газ)									
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									85,35
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									22,7
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									**108,03**
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребление условного топлива, т у.т.	Потребеность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	37 480,80	7 402,72	44 883,52	7 853,07	5 632,50	1 112,46	6 744,96
28	февраль	-7,1	32 935,11	6 686,33	39 621,44	6 932,38	4 949,39	1 004,80	5 954,19
31	март	-1,3	28 037,96	7 402,72	35 440,68	6 200,89	4 213,46	1 112,46	5 325,92
23	апрель	6,4	12 502,97	7 163,92	19 666,89	3 441,03	1 878,91	1 076,57	2 955,48
31	май	13		7 402,72	7 402,72	1 295,22	0,00	1 112,46	1 112,46
30	июнь	16,9		7 163,92	7 163,92	1 253,44	0,00	1 076,57	1 076,57
31	июль	18,7		7 402,72	7 402,72	1 295,22	0,00	1 112,46	1 112,46
31	август	16,8		4 059,56	4 059,56	710,28	0,00	610,06	610,06
30	сентябрь	11,1		7 163,92	7 163,92	1 253,44	0,00	1 076,57	1 076,57
31	октябрь	5,2	18 595,12	7 402,72	25 997,84	4 548,72	2 794,42	1 112,46	3 906,88
30	ноябрь	-1,1	26 852,33	7 163,92	34 016,26	5 951,67	4 035,29	1 076,57	5 111,86
31	декабрь	-5,6	34 284,76	7 402,72	41 687,48	7 293,87	5 152,21	1 112,46	6 264,67
205	**Итого**		**190 689**	**83 817,9**	**274 507,0**	**48 029**	**28 656**	**12 596**	**41 252**

Таблица 1.7.1.3 — Топливный баланс (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС)* котельной котельной №2 «Очистные сооружения» МП «Лыткаринская теплосеть» г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ)									
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									0,455
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									**0,455**
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребление условного топлива, т у.т.	Потребеность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	211,14	0	211,14	61,16	47,68	0	47,68
28	февраль	-7,1	185,53	0	185,53	53,88	41,90	0	41,90
31	март	-1,3	157,94	0	157,94	47,17	35,67	0	35,67
23	апрель	6,4	70,43	0	70,43	23,98	15,91	0	15,91
31	май	13		0		5,65	0,00	0	0,00
30	июнь	16,9		0		5,46	0,00	0	0,00
31	июль	18,7		0		5,65	0,00	0	0,00
31	август	16,8		0		3,10	0,00	0	0,00
30	сентябрь	11,1		0		5,46	0,00	0	0,00
31	октябрь	5,2	104,75	0	104,75	33,19	23,65	0	23,65
30	ноябрь	-1,1	151,26	0	151,26	45,24	34,16	0	34,16
31	декабрь	-5,6	193,13	0	193,13	56,43	43,61	0	43,61
205	**Итого**		**1 074**	0	**1 074**	**346**	**243**	0	**243**

Таблица 1.7.1.4 — Топливный баланс (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС)* водогрейной котельной *№3 "Кормоцех"* МП «Лыткаринская теплосеть» г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ)									
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									2,16
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,26
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									**2,41**
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребление условного топлива, т у.т.	Потребеность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	271,61	139,85	411,47	89,91	50,98	26,25	77,22
28	февраль	-7,1	238,67	126,32	364,99	79,76	44,79	23,71	68,50
31	март	-1,3	203,18	139,85	343,04	74,96	38,13	26,25	64,38
23	апрель	6,4	90,61	135,34	225,95	49,37	17,00	25,40	42,41
31	май	13		139,85	139,85	30,56	0,00	26,25	26,25
30	июнь	16,9		135,34	135,34	29,57	0,00	25,40	25,40
31	июль	18,7		139,85	139,85	30,56	0,00	26,25	26,25
31	август	16,8		76,69	76,69	16,76	0,00	14,39	14,39
30	сентябрь	11,1		135,34	135,34	29,57	0,00	25,40	25,40
31	октябрь	5,2	134,75	139,85	274,61	60,01	25,29	26,25	51,54
30	ноябрь	-1,1	194,59	135,34	329,93	72,09	36,52	25,40	61,92
31	декабрь	-5,6	248,45	139,85	388,31	84,85	46,63	26,25	72,88
205	**Итого**		**1 382**	**1 583,5**	**2 965**	**648**	**259**	**297**	**557**

Таблица 1.7.1.5 — Топливный баланс (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС)* водогрейной котельной *№4 «Промзона»* МП «Лыткаринская теплосеть» г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ)									
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									1,37
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,22
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									**1,59**
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребление условного топлива, т у.т.	Потребеность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	631,85	144,77	776,62	169,53	118,47	27,14	145,61
28	февраль	-7,1	555,22	130,76	685,98	149,74	104,10	24,52	128,61
31	март	-1,3	472,66	144,77	617,43	134,78	88,62	27,14	115,76
23	апрель	6,4	210,77	140,10	350,87	76,59	39,52	26,27	65,79
31	май	13		144,77	144,77	31,60	0,00	27,14	27,14
30	июнь	16,9		140,10	140,10	30,58	0,00	26,27	26,27
31	июль	18,7		144,77	144,77	31,60	0,00	27,14	27,14
31	август	16,8		79,39	79,39	17,33	0,00	14,88	14,88
30	сентябрь	11,1		140,10	140,10	30,58	0,00	26,27	26,27
31	октябрь	5,2	313,48	144,77	458,25	100,03	58,77	27,14	85,92
30	ноябрь	-1,1	452,67	140,10	592,78	129,40	84,87	26,27	111,14
31	декабрь	-5,6	577,97	144,77	722,74	157,77	108,36	27,14	135,51
205	**Итого**		**3 215**	**1 639,2**	**4 854**	**1 060**	**603**	**307**	**910**

Таблица 1.7.1.6 — Топливный баланс (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС)* водогрейной котельной *№5 «ЗИЛ»* МП «Лыткаринская теплосеть» г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ)									
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									0,936
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,182
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									**1,12**
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребление условного топлива, т у.т.	Потребеность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	375,67	68,14	443,80	117,29	85,27	15,47	100,74
28	февраль	-7,1	330,11	61,54	391,65	103,50	74,93	13,97	88,90
31	март	-1,3	281,02	68,14	349,16	92,27	63,79	15,47	79,25
23	апрель	6,4	125,32	65,94	191,26	50,54	28,45	14,97	43,41
31	май	13		68,14	68,14	18,01	0,00	15,47	15,47
30	июнь	16,9		65,94	65,94	17,43	0,00	14,97	14,97
31	июль	18,7		68,14	68,14	18,01	0,00	15,47	15,47
31	август	16,8		37,37	37,37	9,87	0,00	8,48	8,48
30	сентябрь	11,1		65,94	65,94	17,43	0,00	14,97	14,97
31	октябрь	5,2	186,38	68,14	254,52	67,26	42,31	15,47	57,77
30	ноябрь	-1,1	269,14	65,94	335,08	88,55	61,09	14,97	76,06
31	декабрь	-5,6	343,63	68,14	411,77	108,82	78,00	15,47	93,47
205	**Итого**	**Итого**	**1 911**	**771,5**	2 683	709	**434**	**175**	**609**

Таблица 1.7.1.7 — Топливный баланс (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС)* водогрейной котельной *ОАО «ЛЗОС»* г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ)									
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									23,93
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									3,19
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									**27,12**
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребление условного топлива, т у.т.	Потребеность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	10 141,89	1 418,10	11 559,99	2 002,92	1 509,27	211,03	1 720,30
28	февраль	-7,1	8 911,88	1 280,86	10 192,74	1 766,03	1 326,22	190,61	1 516,83
31	март	-1,3	7 586,76	1 418,10	9 004,86	1 560,21	1 129,02	211,03	1 340,06
23	апрель	6,4	3 383,17	1 372,35	4 755,52	823,96	503,47	204,23	707,69
31	май	13		1 418,10	1 418,10	245,70	0,00	211,03	211,03
30	июнь	16,9		1 372,35	1 372,35	237,78	0,00	204,23	204,23
31	июль	18,7		1 418,10	1 418,10	245,70	0,00	211,03	211,03
31	август	16,8		777,67	777,67	134,74	0,00	115,73	115,73
30	сентябрь	11,1		1 372,35	1 372,35	237,78	0,00	204,23	204,23
31	октябрь	5,2	5 031,64	1 418,10	6 449,73	1 117,50	748,78	211,03	959,82
30	ноябрь	-1,1	7 265,95	1 372,35	8 638,30	1 496,70	1 081,28	204,23	1 285,51
31	декабрь	-5,6	9 277,08	1 418,10	10 695,17	1 853,08	1 380,57	211,03	1 591,60
205	**Итого**	**Итого**	**51 598**	**16 056,5**	**67 655**	**11 722**	**7 679**	**2 389**	**10 068**

Таблица 1.7.1.8 — Топливный баланс (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС)* водогрейной котельной *ООО «ТЕКС»* г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ)									
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									2,160
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,450
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									**5,07**
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребеность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	901,34	334,80	1 236,14	201,90	126,44	46,97	173,41
28	февраль	-7,1	792,03	302,40	1 094,43	178,75	111,11	42,42	153,53
31	март	-1,3	674,26	334,80	1 009,06	164,81	94,59	46,97	141,55
23	апрель	6,4	300,67	324,00	624,67	102,03	42,18	45,45	87,63
31	май	13		334,80	334,80	54,68	0,00	46,97	46,97
30	июнь	16,9		324,00	324,00	52,92	0,00	45,45	45,45
31	июль	18,7		334,80	334,80	54,68	0,00	46,97	46,97
31	август	16,8		183,60	183,60	29,99	0,00	25,76	25,76
30	сентябрь	11,1		324,00	324,00	52,92	0,00	45,45	45,45
31	октябрь	5,2	447,18	334,80	781,98	127,72	62,73	46,97	109,70
30	ноябрь	-1,1	645,75	324,00	969,75	158,39	90,59	45,45	136,04
31	декабрь	-5,6	824,48	334,80	1 159,28	189,34	115,66	46,97	162,63
205	**Итого**	**Итого**	**4 586**	**3 790,8**	**8 376**	**1 368**	**643**	**532**	**1 175**

Таблица 1.7.1.9 — Топливный баланс (*согласно договорным нагрузкам потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС)* водогрейной котельной «НИЦ ЦИАМ» МП г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ)									
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									15,585
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,000
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									**15,585**
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребление условного топлива, т у.т.	Потребеность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	6 503,22	0,00	6 503,22	1 257,49	1 080,05	0,00	1 080,05
28	февраль	-7,1	5 714,50	0,00	5 714,50	1 104,98	949,06	0,00	949,06
31	март	-1,3	4 864,81	0,00	4 864,81	940,68	807,94	0,00	807,94
23	апрель	6,4	2 169,37	0,00	2 169,37	419,48	360,29	0,00	360,29
31	май	13		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	июнь	16,9		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	июль	18,7		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	август	16,8		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	сентябрь	11,1		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	октябрь	5,2	3 226,40	0,00	3 226,40	623,87	535,84	0,00	535,84
30	ноябрь	-1,1	4 659,09	0,00	4 659,09	900,90	773,78	0,00	773,78
31	декабрь	-5,6	5 948,68	0,00	5 948,68	1 150,26	987,95	0,00	987,95
205	**Итого**	**Итого**	**33 086**	**0,0**	**33 086**	**6 398**	**5 495**	**0**	**5 494,91**

1.7.2. **Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими в соответствии с нормативными требованиями**

В качестве резервного топлива на котельной №1 МП «Лыткаринская теплосеть» используется мазут. Дляхранения мазута используется два стальных резервуара емкостью по 400 м^3. МП «Лыткаринская теплосеть» проводит проверки исправности и работоспособности резервно-топливного хозяйства котельной №1 путем проведения пробных топок на мазуте.

На других котельных МП «Лыткаринская теплосеть» резервное топливо не используется.

В качестве резервного топлива на котельной ОАО «ЛЗОС» используется мазут. Для хранения мазута предусмотрены три подземных железобетонных хранилища емкостью по 600 м^3.

Справка о состоянии мазутного хозяйства котельной ОАО «ЛЗОС» приведена в **приложении 4**.

В качестве резервного топлива на котельной ООО «ТЕКС» используется дизельное топливо. Для хранения предусмотрены два стальных резервуара емкостью по 25 м^3.

В качестве резервного топлива на котельной ОАО «ЛЗОС» используется мазут. Для хранения мазута предусмотрены пять стальных резервуара емкостью по 1000 м^3.

Детальный расчет необходимого запаса топлива на перспективу выполнен в п. 9.2.

1.7.3. **Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки**

На основании заключенного договора на поставку топлива для источников тепловой энергии городского округа город Лыткарино качество предоставляемого природного газа соответствует ГОСТ 5542-87.

Особенности характеристик топлива поставляемого на источники тепла представлены в **таблице 1.7.3.1**.

Таблица 1.7.3.1 ─ Характеристики природного газа

№	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормируемое значение по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
1	Теплота сгорания низшая при 20^{0}С и 101,325кПа	МДж/м^3 (ккал/ м^3)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,8 (7600)	34,21 (8172)
2	Число Воббе высшее	МДж/м^3 (ккал/ м^3)	ГОСТ 31369-2008	41,2-54,5 (9850-13000)	49,88 (11913)
3	Молярная доля кис-	%	ГОСТ	не более 1,0	0,0059

№	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормируемое значение по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
	лорода		31371.7-2008		
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м^3	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,02	менее 0,010
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м^3	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,036	менее 0,010
6	Масса механических примесей в 1м^3	балл	ГОСТ Р 53763-2009	не более 0,001	отсутствуют
7	Температура точки росы газа по влаге	^{0}С	ГОСТ 22387.4-77	ниже температуры газа	-11,5
8	Температура газа	^{0}С	ГОСТ 22387.5	-	+6,0
9	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371.7-2008	0,005-15,00	0,645
10	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371.7-2008	0,005-10,00	0,119
11	Плотность газа при 20^{0}С и 101,325кПа	кг/м^3	ГОСТ 31369-2008	-	0,6964

1.7.4. **Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха**

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

Котельные городского округа город Лыткарино присоединены к газораспределительным сетям низкого давления от ГРП. Снижение давления газа в период стояния минимальных температур наружного воздуха не ограничивает их теплопроизводительность. Критического снижения давления при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось.

Количество поставляемого газового топлива на котельную (лимит) *практически обеспечивает* потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.

1.8. Надежность теплоснабжения

1.8.1. Показатели, определяемые в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии

Оценка надежности систем теплоснабжения проведена в соответствии с «Методическими указаниями по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения», (далее - Методические указания) разработанными в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734)

С 01.09.2003 года в России действует новый СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети и системы», в котором надежность и живучесть утверждены определяющими критериями при оценке проектов и качества эксплуатации систем централизованного теплоснабжения.

Надежность систем теплоснабжения - их способность производить, транспортировать и распределять среди потребителей в необходимых количествах теплоноситель с соблюдением заданных параметров при нормальных условиях эксплуатации.

Главный критерий надежности систем теплоснабжения — безотказная работа элемента (системы) в течение расчетного времени.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов $n_{от}$ [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла $Q_{ав}/Q_{расч}$, где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], $Q_{расч}$ – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

1. Показатель надежности электроснабжения источников тепла ($К_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_э$ = 1,0;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 - $К_э$ = 0,8;

5,0 – 20 - $К_э$ = 0,7;

свыше 20 - $К_э$ = 0,6.

2. Показатель надежности водоснабжения источников тепла ($К_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_в$ = 1,0;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 - $К_в$ = 0,8;

5,0 – 20 - $К_в$ = 0,7;

свыше 20 - $К_в$ = 0,6.

3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_т$ = 1,0;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 - $К_т$ = 1,0;

5,0 – 20 - $К_т$ = 0,7;

свыше 20 - $К_т$ = 0,5.

4. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ($К_б$).

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

до 10 - $К_б$ = 1,0;

10 – 20 - $К_б$ = 0,8;

20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

свыше 30 - $К_б$ = 0,3.

5. Показатель уровня резервирования (Кр) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

90 – 100 - $К_р$ = 1,0;

70 – 90 - $К_р$ = 0,7;

50 – 70 - $К_р$= 0,5;

30 – 50 - $К_р$ = 0,3;

менее 30 - $К_р$ = 0,2.

6. Показатель технического состояния тепловых сетей ($К_с$), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

до 10 - $К_с$ = 1,0;

10 – 20 - $К_с$ = 0,8;

20 – 30 - $К_с$ = 0,6;

свыше 30 - $К_с$ = 0,5.

7. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (Котк), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

Иотк = $n_{отк}$/(3*S) [1/(км*год)],

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

до 0,5 - $К_{отк}$ = 1,0;

0,5 - 0,8 - $К_{отк}$ = 0,8;

0,8 - 1,2 - $К_{отк}$ = 0,6;

свыше 1,2 - $К_{отк}$ = 0,5;

8. Показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$Q_{нед} = Q_{ав}/Q_{факт}*100$ [%]

где $Q_{ав}$ - аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

$Q_{факт}$ - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ($Q_{нед}$) определяется показатель надежности ($К_{нед}$)

до 0,1 - $К_{нед}$ = 1,0;

0,1 - 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8;

0,3 - 0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5;

свыше 1,0 - $К_{нед}$ = 0,2.

9. Показатель качества теплоснабжения (Кж), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$Ж = Д_{жал} / Д_{сумм} * 100$ [%]

где $Д_{сумм}$ - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

до 0,2 - $К_ж$ = 1,0;

0,2 – 0,5 - $К_ж$ = 0,8;

0,5 – 0,8 - $К_ж$ = 0,6;

свыше 0,8 - $К_ж$ = 0,4.

10. Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($К_{над}$) определяется как средний по частным показателям $К_э$, $К_в$, $К_т$, $К_б$, $К_р$ и $К_с$:

$$К_{над} = \frac{К_э + К_в + К_т + К_б + К_р + К_с + К_{отк} + К_{нед} + К_ж}{n}$$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

11. Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, городского поселения (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$К_{над}^{сист} = \frac{Q_1 \cdot К_{над}^{сист1} + \ldots + Q_n \cdot К_{над}^{сист n}}{Q_1 + \ldots + Q_n}$$

где $К_{над}^{сист1}$, $К_{над}^{сист n}$ - значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения;

Q_1, Q_n - расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения (см. таблицу 1.4.2.2 п.1.4.2).

Данные по расчету коэффициента надежности приведены в **таблице 1.8.1.1**.

Таблица 1.8.1.1 – Расчет коэффициента надежности системы теплоснабжения

Котельная	Адрес котельной	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надеэности водоснабжения	Показатель надеэности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		$К_Э$	$К_В$	$К_Т$	$К_Б$	$К_Р$	$К_С$	$К_{ОТК}$	$К_{НЕД}$	$К_{ЖАЛ}$	$К_{НАД}$
1	Котельная №1	1	0,7	0,7	1	-	0,5	0,8	1	1	0,84
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	0,8	0,8	1	1	-	0,6	0,8	1	1	0,88
3	Котельная №3 «Кормоцех»	0,8	0,8	1	1	-	0,6	0,8	1	1	0,88
4	Котельная №4 «Промзона»	0,8	0,8	1	1	-	0,6	0,8	1	1	0,88
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	0,8	0,8	1	1	-	0,5	0,8	1	1	0,86
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	0,8	0,8	1	1	-	0,6	0,8	1	1	0,88
7	Котельная ООО «ТЕКС»	1	0,8	1	1	-	0,5	0,8	1	1	0,89
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	0,8	0,8	1	1	-	0,5	0,8	1	1	0,86
	Всего	0,85	0,79	0,96	1,00	0,00	0,55	0,80	1,00	1,00	**0,85**

Оценка надежности системы теплоснабжения городского округа город Лыткарино: **0,85**.

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

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

Вывод:

Оценка надежности системы теплоснабжения городского округа город Лыткарино оценивается как «надежная».

Для определения показателей качества услуг согласно *ст.3 пункт 8 ФЗ №190 от 27.07.2010 с изменениями на 25.06.2012 г.* теплоснабжающей организацией не были предоставлены нужные данные.

Показатели качества услуг теплоснабжения приведены в **Приложении 3**.

1.8.2. **Анализ аварийных отключений потребителей**

Согласно п. 2.10 Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001 утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191 авариями в тепловых сетях считаются:

- разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов;
- повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50 процентов отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

Отключений потребителей в г.о.г. Лыткарино свыше 3-6 часов не было.

Таблица 1.8.2.1 — Количество технологические отказов на тепловых сетях МП «Лыткаринская теплосеть» г.о.г. Лыткарино за 2014 год

Наименование системы теплоснабжения	Количество технологические отказов на тепловых сетях
Котельная № 1	101
Котельная № 2	7
Котельная № 3	13
Котельная № 4	15
Котельная № 5	6
Тепловые сети от котельной АО «ЛЗОС»	41

1.8.3. **Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

Под ремонтопригодностью понимается способность к поддержанию и восстановле-нию работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтопригодность теплопровода, принимается время, необходимое для ликвидации повреждения.

Этот параметр зависит от конструкции теплопровода и типа его прокладки (надзем-ный или подземный), от диаметра теплопровода, расстояния между секционирующими за-движками, определяющими объем сетевой во-

ды, которую нужно дренировать до начала ремонта, а затем восполнить после его завершения.

По предоставленной информации среднее время восстановительных ремонтов на се-тях ГВС составило 3,2 часа, на тепловых сетях отопления 4,1 часа.

При подготовке к отопительному периоду рекомендуется теплоснабжающим орга-низациям с привлечением организаций-исполнителей коммунальных услуг выполнить рас-четы допустимого времени устранения аварий и восстановления.

В связи с тем, что статистика аварийных отключений теплоснабжения потребителей с указанием точного времени, даты отключения, причины повреждений не предоставлены, анализ аварийных отключений потребителей не может быть проведен.

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

1.8.4. **Анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения**

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

1.9. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.9.1. Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

Так как мероприятия схемы теплоснабжения затрагивают МП «Лыткаринская теплосеть», именно для данного предприятия был проведен анализ технико-экономических показателей.

Технико-экономические показатели теплоснабжающей организации МП «Лыткаринская теплосеть» за 2017 год, включая структуру основных производственных затрат в части регулируемой деятельности, представлены в **таблице 1.9.1.1**.

На **рис. 1.9.1.2** показана структура себестоимости отпуска тепла МП «Лыткаринская теплосеть».

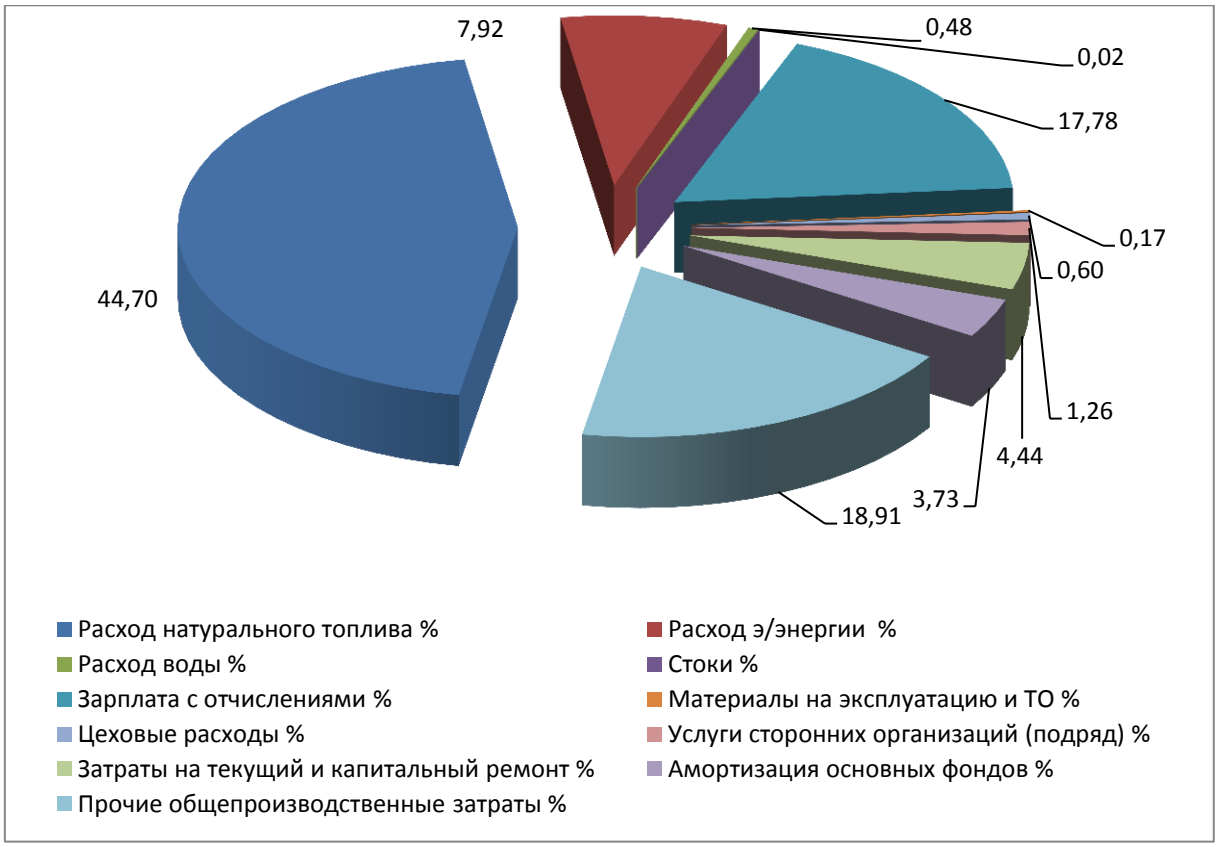


Рисунок 1.9.1.1. Структура себестоимости отпуска тепла МП «Лыткаринская теплосеть»

Из рис. 1.9.1.1 видно, что основной затратной составляющей в структуре себестоимости отпуска тепла МП «Лыткаринская теплосеть» являются затраты на топливо (44,7%) и оплату труда (17,78%).

Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающей организации МП «Лыткаринская теплосеть» (форма №1-ТЕП) представлены в **Приложении 5**.

Таблица 1.9.1.1 ─ Технико-экономические показатели теплоснабжающей организации МП «Лыткаринская теплосеть» за 2017 год, включая структуру основных производственных затрат в части регулируемой деятельности

№	Наименование показателей	Ед. изм	2017 г.
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	276329,54
2	Расход тепла на собственные нужды	%	0,94
3	Расход тепла на собственные нужды	Гкал	2602,72
4	Отпуск тепловой энергии	Гкал	274600,89
5	Получение тепла со стороны	Гкал	65378,32
6	Потери тепла в сетях	%	7,90
7	Потери тепла в сетях	Гкал	26862,47
8	Реализация тепловой энергии	Гкал	313116,74
9	В том числе со стороны	Гкал	59597,60
10	Общий расход условного топлива	т	44089,01
11	Удельный расход условного топлива	кг/Гкал	159,60
12	Общий расход электроэнергии	тыс.кВтч	8425,43
13	Удельный расход электроэнергии	кВтч/Гкал	30,49
14	Общий расход воды	куб.м	141683,35
15	Удельный расход воды	куб.м/Гкал	0,51
16	Температура наружного воздуха	гр.С	7,53
17	Расход воды на ГВС от котельной ЛЗОС	куб.м	0,00
18	Выполнение лимита газа	тыс.куб.м	37742,32

Таблица 1.9.1.2 ─ Технико-экономические показатели теплоснабжающей организации ОАО «ЛЗОС» за 2017 год, включая структуру основных производственных затрат в части регулируемой деятельности

№	Наименование показателей	Ед. изм	2017 г.
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	152348
2	Расход тепла на собственные нужды	%	6,9
3	Расход тепла на собственные нужды	Гкал	10509
4	Отпуск тепловой энергии	Гкал	141839
5	Получение тепла со стороны	Гкал	-
6	Потери тепла в сетях	%	6,07
7	Потери тепла в сетях	Гкал	8608,8
8	Реализация тепловой энергии	Гкал	133230,2
9	В том числе со стороны	Гкал	-
10	Общий расход условного топлива	т	23031,97
11	Удельный расход условного топлива	кг/Гкал	151,18
12	Общий расход электроэнергии	тыс.кВтч	23827,23
13	Удельный расход электроэнергии	кВтч/Гкал	156,4
14	Общий расход воды	куб.м	485990,12
15	Удельный расход воды	куб.м/Гкал	3,19

Таблица 1.9.1.3 ─ Технико-экономические показатели теплоснабжающей организации ООО «ТЕКС» за 2017 год, включая структуру основных производственных затрат в части регулируемой деятельности

Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	3,70
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	8,0380
Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	0,0000
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс Гкал	6,3400
Определенном по приборам учета	тыс Гкал	6,3400
Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	0,0000
Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Гкал	296,60
Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,2966
Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	6,00
Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	4,00
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии,	кг усл. топл/Гкал	153,5000

используемым для осуществления регулируемых видов деятельности		
Котельная	кг усл. топл/Гкал	153,5000
Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс кВт.ч/Гкал	21,35
Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м3/Гкал	0,11

Таблица 1.9.1.4 ─ Технико-экономические показатели теплоснабжающей организации НИЦ ЦИАМ за 2017 год, включая структуру основных производственных затрат в части регулируемой деятельности

Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	74,65
Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	15,57
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	54,4260
Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	0,0000
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс Гкал	14,0090
Определенном по приборам учета	тыс Гкал	2,1600
Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	11,8490
Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Гкал	1 890,50
Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал	1,8905
Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	60,00
Среднесписочная численность административно-	чел	3,00

управленческого персонала		
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг усл. топл/Гкал	162,6000
Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс кВт.ч/Гкал	0,08
Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м3/Гкал	1,65

1.9.2. **Оценка полноты раскрытия информации каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»**

Оценка полноты раскрытия информации каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» - в полном объеме на сайте органа регулирования.

http://ktc.mosreg.ru/dokumenty/standarty_raskrytiya_informacii

1.9.3. **Технико-экономические показатели работы каждой теплоснабжающей организации**

Технико-экономические показатели теплоснабжающих организаций городского округа город Лыткарино в 2017 г. представлены в п. 1.2.11.

Технико-экономические показатели представлены в виде описания результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями устанавливаемыми Правитель-

ством РФ в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.

Технико-экономические показатели котельных МП «Лыткаринская теплосеть» за 2017 гг представлены в **таблице 1.9.3.1.**

Таблица 1.9.3.1 ─ Технико-экономические показатели котельных МП «Лыткаринская теплосеть» городского округа город Лыткарино за 2017гг.

№	Наименование показателей	Ед. изм	ОФИС	Котельная ОАО ЛЗОС	Котельная №5 ЗИЛ	Котельная № 3 Кормоцех	Котельная №4 Промзона	Котельная №1	Котельная №2 Очистные сооружения	ВСЕГО
1	Выработка тепловой энергии	Гкал			4147,81	7191,62	5267,76	258453,71	1268,64	276329,54
2	Расход тепла на собственные нужды	%			2,74	1,06	1,35	0,89	3,16	0,94
3	Расход тепла на собственные нужды	Гкал			113,53	76,27	71,12	2301,69	40,11	2602,72
4	Отпуск тепловой энергии	Гкал			4054,01	7132,12	5171,55	257014,68	1228,53	274600,89
5	Получение тепла со стороны	Гкал		65378,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65378,32
6	Потери тепла в сетях	%		8,84	24,14	8,81	17,32	7,08	31,45	7,90
7	Потери тепла в сетях	Гкал		5780,72	978,68	628,38	895,54	18192,72	386,43	26862,47
8	Реализация тепловой энергии	Гкал		59597,60	3075,33	6503,74	4276,01	238821,96	842,10	313116,74
9	В том числе со стороны	Гкал		59597,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	59597,60
10	Общий расход условного топлива	т			742,40	1264,33	913,50	40954,11	214,67	44089,01
11	Удельный расход условного топлива	кг/Гкал			179,00	175,80	173,40	158,50	169,20	159,60
12	Общий расход электроэнергии	тыс.кВтч	29,00		83,01	255,18	199,70	7858,54	0,00	8425,43
13	Удельный расход электроэнергии	кВтч/Гкал			20,01	35,48	37,91	30,41	0,00	30,49
14	Общий расход воды	куб.м	307,00		1107,00	310,00	315,35	139644,00	0,00	141683,35
15	Удельный расход воды	куб.м/Гкал			0,27	0,04	0,06	0,54	0,00	0,51
16	Температура наружного воздуха	гр.С			8,14	7,53	7,27	7,53	3,13	7,53
17	Расход воды на ГВС от котельной ЛЗОС	куб.м			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Выполнение лимита газа	тыс.куб.м			635,63	1082,42	782,06	35058,34	183,87	37742,32

Таблица 1.9.3.2 – Технико-экономические показатели котельных ООО «ТЕКС» и НИЦ ЦИАМ городского округа город Лыткарино за 2017 гг.

№	Наименование показателей	Ед. изм	ООО «ТЕКС»	ООО «НИЦ ЦИАМ»
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	8038	54426
2	Расход тепла на собственные нужды	%	17,4	2,34
3	Расход тепла на собственные нужды	Гкал	1401,4	1273
4	Отпуск тепловой энергии	Гкал	6636,6	53153
5	Получение тепла со стороны	Гкал	-	-
6	Потери тепла в сетях	%	19,2	3,56
7	Потери тепла в сетях	Гкал	296,6	1890
8	Реализация тепловой энергии	Гкал	6340	51263
9	В том числе со стороны	Гкал	-	-
10	Общий расход условного топлива	т	1233,98	8849,7
11	Удельный расход условного топлива	кг/Гкал	153,5	162,6
12	Общий расход электроэнергии	тыс.кВтч	187,407	4302,4
13	Удельный расход электроэнергии	кВтч/Гкал	23,31	79,05
14	Общий расход воды	куб.м	241	91300
15	Удельный расход воды	куб.м/Гкал	0,03	1,65362

1.9.4. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии каждой теплоснабжающей организации

Таблица 1.9.4.1. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии ООО «ТЕКС»

Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	17 021,57
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	0,00
Расходы на топливо	тыс руб	6 814,81
газ природный по регулируемой цене	х	
Объем	тыс м3	1 234,41
Стоимость за единицу объема	тыс руб	4,59
Стоимость доставки	тыс руб	1 143,73
Способ приобретения	х	прямые договора без торгов
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	930,18
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	5,07
Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	183,0870
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	6,56
Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	1,19
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	1 116,68
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	348,40
Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	708,40
Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	221,02
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	3 012,81
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	0,00
Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	0,00
Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	0,00
Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	0,00

Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует
Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	3 861,52
Охрана	тыс руб	1 600,00
Обучение	тыс руб	85,00
Малоценный и быстроизнашиваемый инвентарь	тыс руб	220,80
Техническое, сервисное обслуживание	тыс руб	501,90
Страхование ответственности ОПО	тыс руб	13,90
Реагирование на ЧС	тыс руб	60,00
Ограждение	тыс руб	110,40
услуги связи	тыс руб	10,90
земельный налог	тыс руб	329,00
налог на имущество	тыс руб	929,62
Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-4 845,82
Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00
Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	0,00
Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	0,00
За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	1 225,90
Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	0,00

Таблица 1.9.4.2. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии НИЦ ЦИАМ

Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	101 185,93
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	0,00
Расходы на топливо	тыс руб	42 300,30
газ природный по регулируемой цене	х	
Объем	тыс м3	7 583,80
Стоимость за единицу объема	тыс руб	4,70
Стоимость доставки	тыс руб	6 624,53
Способ приобретения	х	прямые договора без торгов
Расходы на покупаемую электрическую энергию	тыс руб	10 389,30

(мощность), используемую в технологическом процессе		
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	2,41
Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	4 302,4000
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	3 322,40
Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	204,90
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	21 709,30
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	6 556,21
Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	1 085,50
Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	327,82
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	1 021,80
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	2 767,80
Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	3 568,60
Расходы на текущий ремонт	тыс руб	3 568,60
Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	0,00
Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	0,00
Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует
Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	7 932,00
Цеховые и общеэксплуатационные расходы	тыс руб	7 932,00
Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	37 479,00
Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00
Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	0,00
Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	1 021,80

За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	829,18
Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	0,00

Таблица 1.9.4.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии ОАО ЛЗОС

Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	208 040,10
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	0,00
Расходы на топливо	тыс руб	0,00
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	24 250,80
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	3,58
Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	6 770,4000
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	8 089,50
Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	2 322,10
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	22 916,40
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	6 874,90
Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00
Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	3 785,50
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	0,00
Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	2 840,30
Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	2 938,90
Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	21 001,60
Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует

Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	113 020,10
расходы на топливо	тыс руб	110 130,70
налоги	тыс руб	1 495,70
отвод сточных вод	тыс руб	1 393,70
Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	0,00
Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00
Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	0,00
Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	0,00
За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	0,00
Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	0,00

Таблица 1.9.4.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии МП «Лыткаринская теплосеть»

Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	461 131,71
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	80 827,60
Расходы на топливо	тыс руб	201 595,21
газ природный по регулируемой цене	х	
Объем	тыс м3	37 706,50
Стоимость за единицу объема	тыс руб	4,65
Стоимость доставки	тыс руб	26 229,82
Способ приобретения	х	прочее
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	35 952,10
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	4,27
Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	8 428,9000
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	2 549,60
Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	642,40
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	49 043,40
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	14 699,63
Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	17 048,90

Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	5 148,77
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	19 531,70
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	1 234,70
Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	1 512,50
Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	5 760,30
Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	22 731,00
Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует
Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	2 853,90
налоги (имущество, транспорт, загрязнение)	тыс руб	2 767,60
отвод сточных вод	тыс руб	86,30
Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-2 658,00
Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	31 741,00
Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	8 671,50
Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	3 022,89
За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	3 022,89
Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	0,00

1.10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.10.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) 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.

В границах муниципального образования г.о.г. Лыткарино деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют:

- МП "Лыткаринская теплосеть";
- ОАО «ЛЗОС»;
- ООО «ТЕКС»;
- НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова».

Сведения об утвержденных тарифах, устанавливаемых Комитетом по ценам и тарифам Московской области на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями населению, представлены в **таблице 1.10.1.1**.

Таблица 1.10.1.1 — Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию

Период действия тарифа	**Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал (без НДС)**			
Наименование теплоснабжающей организации	**МП «Лыткаринская теплосеть»**		**НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова»**	
с 01.01.2013 по 30.06.2013	**1201,5**	Распоряжение от 24.12.2012г. № 152-Р	**1321,2**	Распоряжение от 24.12.2012г. № 152-Р
с 01.07.2013 по 01.01.2014	**1244,5**		**1386,9**	
с 01.01.2014 по 30.06.2014	**1244,5**	Распоряжение от 20.12.2013 № 152-Р	**1386,9**	Распоряжение от 02.12.2013г. № 139-Р
с 01.07.2014 по 01.01.2015	**1296,8**		**1425,9**	
с 01.01.2015 по 01.07.2015	**1296,8**	Распоряжением от 19.12.2014г. №155-Р	**1425,9**	Распоряжением от 17.12.2014г. №144-Р
с 01.07.2015 по 01.01.2017	**1398,2**		**1513,70**	
с 01.01.2017 по 01.07.2017	**1398,2**	Распоряжением от 18.12.2015г. №166-Р	**1513,70**	Распоряжением от 18.12.2015г. №166-Р
с 01.07.2017	**1449,60**		**1565,60**	
Период действия тарифа	**Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал (без НДС)**			
Наименование теплоснабжающей организации	**АО "Лыткаринский завод оптического стекла"**		**ООО "ТЕКС"**	
с 01.01.2013 по 30.06.2013	**1201,5**	Распоряжение от 24.12.2012г. № 152-Р		
с 01.07.2013 по 01.01.2014	**1073,6**			
с 01.01.2014 по 30.06.2014	**1073,6**	Распоряжение от 20.12.2013 № 152-Р		
с 01.07.2014 по 01.01.2015	**1104,8**			
с 01.01.2015 по 01.07.2015	**1104,8**	Распоряжением от 19.12.2014г. №155-Р		
с 01.07.2015 по 01.01.2017	**1179,3**			
с 01.01.2017 по 01.07.2017	**1179,3**	Распоряжением от 18.12.2015г. №166-Р		Распоряжением от 18.12.2015г. №166-Р
с 01.07.2017	**1219,0**		**1891,31**	

Тарифы на тепловую энергию, утвержденные теплоснабжающей МП "Лыткаринская теплосеть", приведены в **таблице 1.10.1.2**.

Таблица 1.10.1.2 ─ Утвержденные тарифы МП "Лыткаринская теплосеть"

Показатели	Ед. изм.	2013	2014	2015	2017
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1223,0	1270,7	1347,5	1423,9
Прирост тарифа на тепловую энергию	руб/Гкал		47,7	76,8	76,4
Прирост тарифа на тепловую энергию	%		3,90	6,05	5,67
Инфляция	%	6,45	11,36	7,44	
Превышение роста тарифов над инфляцией	%		-2,55	-5,31	-1,77

Исходя из полученных данных видно, что рост тарифа на тепловую энергию не превышал уровень инфляции.

1.10.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

1.10.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения,

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

Органы местного самоуправления поселений, городских поселениеов 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.

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствует.

1.10.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, отсутствует.

1.11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского поселения

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

Функционирование систем централизованного теплоснабжения городского округа город Лыткарино оценивается как удовлетворительное. Входе общего анализа систем выявлен ряд факторов, негативно влияющих на качественную, эффективную работу систем теплоснабжения:

1) На сегодняшний день порядка 40,9% действующих сетей теплоснабжения введены в эксплуатацию более 30 лет назад и исчерпали нормативный срок службы, что влечет за собой увеличение вероятности аварийных ситуаций и неоправданных тепловых потерь при передаче ресурса.

2) Оборудование источников теплоснабжение на сегодняшний день физически и морально устарело. В частности, используемые паровые и водогрейные котлы 1967-1976 годов ввода в эксплуатацию по котельным №2 «Очистные сооружения», №3 «Кормоцех», №4 «Промзона» и №5 «ЗИЛ» не эффективны, что влечёт за собой высокий уровень удельных затрат топлива на выработку тепловой энергии.

3) Отсутствие приборов учета тепловой энергии на источниках. Только 2 из 8 действующих источников централизованного теплоснабжения оснащены техническими приборами учёта отпускаемой тепловой энергии в сеть. Наличие на источниках систем диспетчеризации и технического учёта отпускаемой тепловой энергией позволит оперативно и с достоверной точностью оценивать показатели эффективности работы и состояния оборудования каждой котельной. Необходимость установки приборов учета тепловой энергии на источнике диктуется ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» №261 от 23.11.2009 г.

4) Не у всех потребителей установлены приборы коммерческого учета тепловой энергии, что не стимулирует теплоснабжающую организацию к приведению системы теплоснабжения в соответствие с нормативными требованиями.

5) Отсутствие резервного топлива на котельных №2-5 МП «Лыткаринская теплосеть» городского округа город Лыткарино отрицательно скажется на надежности теплоснабжения потребителей в случае перебоев с поставкой основного топлива.

6) Наличие дефицита тепловой мощности на котельной №1 МП «Лыткаринская теплосеть».

Выводы:

1. Системы теплоснабжения городского округа город Лыткарино практически выполняют свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям.
2. Срочно необходимы прямые инвестиции для проведения реновации (восстановления) основных фондов систем теплоснабжения городского округа город Лыткарино.

1.11.2. 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, участившиеся 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.

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 превышают радиусы эффективного теплоснабжения, что делает строительство перемычек экономически нецелесообразным.

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 непорядок, 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.

1.11.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

В качестве теплоизоляционных материалов трубы в каналах используются, как правило, волокнистые материалы и в этом главная причина катастрофического состояния сетей. При износе теплосетей более 60 % количество аварий лавинообразно возрастает. Капитальный ремонт теплотрасс рекомендуется выполнять с заменой трубопроводов на предварительно изолированные в заводских условиях.

Оборудование источников теплоснабжения на сегодняшний день физически и морально устарело.

Система теплоснабжения городского округа город Лыткарино практически выполняет свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям.

Следует отметить, что восстановление основных фондов системы теплоснабжения городского округа город Лыткарино невозможно осуществить через повышение тарифа на тепловую энергию, необходимы прямые инвестиции государства для проведения реновации (восстановления) основных фондов системы теплоснабжения.

1.11.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Ввиду работы источников теплоснабжения на природном газе, основной проблемой надежного снабжения топливом является некоторое снижение давления в газопроводе ввиду повышенного расхода в период стояния минимальных температур наружного воздуха.

Однако это обстоятельство не оказывает существенного влияния на надёжность теплоснабжения потребителей. Это объясняется тем, что колебания давления газа не выходят за пределы диапазона работы газоиспользующего оборудования.

1.11.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписаний от Ростехнадзора по запрещению и дальнейшей эксплуатации котельных, тепловой сети не поступало.

Книга 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

Объем потребления тепловой энергии не является постоянной величиной и варьирует в зависимости от погодных условий, численности населения, площади отапливаемого природным газом жилищного фонда и ряда других показателей.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) при расчетных температурах наружного воздуха основаны на анализе тепловых нагрузок потребителей и указаны в **таблице 2.1.1**.

Общий уровень потребления тепла на цели теплоснабжения городского округа город Лыткарино составляет **— 161,5 Гкал/час.**

Таблица 2.1.1 Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) при расчетных температурах наружного воздуха городского округа город Лыткарино

№ п/п	Наименование потребителей	Qов, Гкал/час	Qгвс, Гкал/час	Итого ΣQ, Гкал/ч
1	Жилой фонд	127	12	139
2	Бюджет	10,60	1,00	11,61
3	Муниципалитет	1,61	0,15	1,76
4	Прочие	8,35	0,79	9,13
5	**Всего**	**147,56**	**13,94**	**161,5**

2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированных 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

По данным Администрации городского округа город Лыткарино по состоянию на начало 2017 года общая площадь существующего жилищного фонда составила 1353,3 тыс.кв.м, в том числе 1321,2 тыс.кв.м (97,5 %) многоквартирного фонда и 32,1 тыс.кв.м (2,5 %) индивидуального фонда.

Согласно генерального плана городского округа город Лыткарино планируется:

- новое многоэтажное жилищное строительство на свободных территориях в долине Москва-реки между ул. Колхозной и автодорогой МКАД-Дзержинский –Лыткарино, микрорайон № 4, № 4а;
- новое многоэтажное жилищное строительство по ул. Степана Степанова, на пересечение ул. Спортивной и ул. Парковой;
- новое многоэтажное жилищное строительство по ул. Набережная;
- новое среднеэтажное жилищное строительство, микрорайоны №4;
- новое малоэтажное жилищное строительство, микрорайоны № 4, № 4а, № 6 и Детский городок «ЗиЛ»;
- реконструкция жилой застройки, микрорайоны №1, № 2 , № 6 и Детский городок «ЗиЛ».

Таблица 2.2.1 Сводные технико-экономические показатели мероприятий по территориальному планированию городского округа город Лыткарино

№ п/п	Технико-экономические показатели	Един. измер.	Соврем. сост.	Перв. оч.	Расч. срок 2034г.
1.	**Территория городского округа в существующих границах**	га	**1720**	**1720**	**1720**
1.1.	Жилая и общественная застройка	га	295	329	424
	- многоквартирная застройка	га	254	292	409
	- индивидуальная жилая застройка	га	13	9	15
	садоводческих товариществ	га	28	28	-
1.2.	Земли общего пользования	га	79	85	304
	Зеленые насаждения общего пользования	га	9	12	119
	Физкультурно-спортивные сооружения	га	22	13	36
	Лечебно-оздоровительные учреждения и учреждения социального обслуживания	га	7	7	24

№ п/п	Технико-экономические показатели	Един. измер.	Соврем. сост.	Перв. оч.	Расч. срок 2034г.
	Объекты коммунально-бытового обслуживания	га	13	18	44
	Улицы, дороги	га	28	35	79
1.3.	Производственная и коммунально-складская застройка	га	296	302	400
	Промышленные и научно-производст. объекты	га	218	218	203
	Коммунально-складские объекты	га	78	84	197
2.	**Население**				
2.1.	Численность постоянного населения	тыс.чел.	**51,3**	**54,8**	**70,0**
2.2.	Возрастная структура населения: - моложе трудоспособного возраста	%	14,1	14,0	14,0
	- трудоспособного возраста	%	63,4	62,5	62,0
	- старше трудоспособного возраста	%	22,5	23,5	24,0
2.3.	Трудовые ресурсы	тыс.чел.	24,7	29,4	44,0
2.4.	Численность занятых в экономике	тыс.чел.	16,0	20,0	32,0
2.5.	Сальдо трудовой маятниковой миграции	тыс.чел.	-9,0	-8,0	-3,8
2.6.	Плотность постоянного населения на территории жилой застройки	чел./га	192	182	166
3.	**Жилищный фонд**				
3.1	Площадь жилищного фонда – всего, в т.ч.	тыс.кв.м	**1353,3**	**1814,6**	**2226,3**
	- многоквартирной застройки	тыс.кв.м	1321,2	1783,6	2196,5
	- индивидуальной жилой застройки	тыс.кв.м	32,1	31,0	29,8
3.2.	Убыль жилищного фонда	тыс.кв.м	-	11,0	92,0
3.3.	Сохраняемый жилищный фонд	тыс.кв.м	1009,6	998,6	917,6
3.4.	Объем нового строительства	тыс.кв.м	-	417,1	1308,7
3.5.	Плотность жилищного фонда	кв.м / га	3690	4300	5250
	- многоквартирная застройка	кв.м / га	3840	4740	5370
	- индивидуальная застройка (без с/т)	кв.м / га	820	800	2000
3.6.	Средняя жилищная обеспеченность в жилищном фонде постоянного проживания	кв.м/ чел.	19, 1	25,3	31,5
4.	**Основные объекты культурно-бытового и коммунального обслуживания**				
4.1.	Детские образовательные учреждения	мест	1564	1984	2800
4.2.	Общеобразовательные школы	мест	4150	5830	9100
4.3.	Учреждения клубного типа	мест	2048	2192	2800
4.4.	Библиотеки	тыс.ед.хр.	153,6	153,6	161,4
4.5.	Больницы	коек	350	330	530
4.6.	Поликлиники	пос./см.	600	820	1100
4.7.	Плоскостные спортсооружения	га	5,7	6,7	17,5
4.8.	Закрытые спортсооружения	кв.м.общ.пл	4655	11100	14000
4.9.	Предприятия торговли	кв.м.торг.пл.	13500	15350	19600
4.10.	Предприятия общественного питания	пос.мест	730	1480	2800
4.11.	Предприятия бытового обслуживания	раб.мест	260	440	630

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

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. Программ по приведению удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации в городском округе городе нет. Проведение работ, направленных на снижение теплопотребления в зданиях и, соответственно теплопотребления в целом, в пятилетней перспективе не ожидается.

Удельные укрупненные показатели расхода теплоты на отопление, вентиляцию и ГВСв соответствии с СП 124.13330.2012 Тепловые сети (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) на основании климатических особенностей рассматриваемого региона приведены в **таблицах 2.3.1-2.3.2.**

Таблица 2.3.1 — Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов, Вт/м^2

Этажность жилых зданий	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С										
	-5	-10	-15	-20	**-25**	-30	-35	-40	-45	-50	-55
Для зданий строительства до 1995 г.											
1-3-этажные одноквартирные отдельностоящие	146	155	165	175	**185**	197	209	219	228	238	248
2-3-этажные одноквартирные отдельностоящие	108	115	122	129	**135**	144	153	159	166	172	180
4-6-этажные кирпичные	59	64	69	74	**80**	86	92	98	103	108	113
4-6-этажные панельные	51	56	61	65	**70**	75	81	85	90	95	99
7-10-этажные кирпичные	55	60	65	70	**75**	81	87	92	97	102	107
7-10-этажные панельные	47	52	56	60	**65**	70	75	80	84	88	93
Более 10 этажей	61	67	73	79	**85**	92	99	105	111	117	123
Для зданий строительства после 2000 г.											
1-3-этажные одноквартирные отдельностоящие	76	76	77	81	**85**	90	96	102	105	107	109
2-3-этажные одноквартирные отдельностоящие	57	57	57	60	**65**	70	75	80	85	88	90
4-6-этажные	45	45	46	50	**55**	61	67	72	76	80	84
7-10-этажные	41	41	42	46	**50**	55	60	65	69	73	76
11-14-этажные	37	37	38	41	**45**	50	54	58	62	65	68
Более 15 этажей	33	33	34	37	**40**	44	48	52	55	58	61
Для зданий строительства после 2010 г.											
1-3-этажные одноквартирные отдельностоящие	65	66	67	70	**73**	78	83	87	91	93	94
2-3-этажные одноквартирные отдельностоящие	49	49	50	52	**58**	64	69	73	77	79	80
4-6-этажные	40	41	42	44	**49**	55	59	64	67	71	74
7-10-этажные	36	37	38	40	**43**	48	50	57	60	64	67
11-14-этажные	34	35	36	37	**41**	45	50	53	56	59	62
Более 15 этажей	31	32	34	35	**38**	43	47	50	53	56	58
Для зданий строительства после 2015 г.											
1-3-этажные одноквартирные отдельностоящие	60	61	62	64	**67**	72	77	81	84	85	86
2-3-этажные одноквартирные отдельностоящие	47	48	49	51	**55**	59	64	67	71	73	74
4-6-этажные	37	38	40	42	**45**	49	55	59	64	66	69
7-10-этажные	34	35	36	37	**40**	42	48	52	56	59	62
11-14-этажные	31	32	33	35	**37**	41	45	49	52	55	57
Более 15 этажей	30	31	32	33	**36**	40	43	47	50	52	55

Таблица 2.3.2 – Нормы расхода горячей воды потребителями и удельная часовая величина теплоты на ее нагрев

Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды, л/сут	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель, $м^2$/чел	Удельная величина тепловой энергии, $Вт/м^2$
1. Жилые дома независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2
То же, с заселенностью 20 $м^2$/чел	1 житель	105	20	15,3
2. То же, с умывальниками, мойками и душевыми	1 житель	85	18	13,8
3. Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах	1 проживающий	70	12	17
4. Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5
5. Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5
6. Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1
7. Административные здания	1 работающий	5	10	1,3
8. Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8
9. Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5
10. Предприятия общественного питания для приготовления пищи реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2
11. Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1
12. Магазины промтоварные	То же	8	30	0,7

1. Нормы расхода воды установлены для основных потребителей и включают все дополнительные расходы (обслуживающим персоналом, душевыми для обслуживания персонала, посетителями, на уборку помещений и т.п.).

2. Для водопотребителей гражданских зданий, сооружений и гражданских зданий, сооружений и помещений, не указанных в настоящей таблице, нормы расхода воды следует принимать согласно настоящему приложению для потребителей, аналогичных по характеру водопотребления.

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.

Прогнозирование перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов не проводились в виду отсутствия потребления тепловой энергии на технологические процессы, а также информации о строительстве или модернизации промышленных предприятий требующих тепловую энергию на технологические процессы.

2.5. 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 предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

В связи с планируемым в городском округе городе Лыткарино строительством многоэтажной многоквартирной жилой застройки, требующих централизованное теплоснабжение, суммарный *прирост* объёма потребления тепловой энергии жилым и общественным фондом в зоне действия централизованного теплоснабжения составит **— 50,7** Гкал/час:

- отопление и вентиляция — 47,8 Гкал/час;
- горячее водоснабжение — 2,9 Гкал/час.

Прогноз суммарного потребления тепловой энергии и прирост спроса на тепловую мощность до 2034г. показан в **таблице 2.5.1**.

Из представленных данных видно, что суммарная нагрузка централизованного теплоснабжения в городском округе городе Лыткарино на расчетный срок составит **212,19** Гкал/ч.

Таблица 2.5.1 — Прогноз суммарного потребления тепловой энергии и прирост спроса на тепловую мощность для целей отопления, вентиляции и горячего водоснабжения для проектируемого строительства городского округа город Лыткарино, Гкал/час

№ п/п	Наименование потребителей	период	**Совеременное состояние(2017)**	**Первая Очередь(2022)**	**Расчетый срок (2034)**
1	Жилой фонд	Qов,Гкал/час	127,0	149,51	174,79
		Прирост Qов		22,5	25,28
		Qгвс, Гкал/час	12,0	13,33	14,91
		Прирост Qгвс		1,3	1,58
		Итого ΣQ, Гкал/ч	139	162,84	189,69
		Прирост ΣQ, Гкал/ч		23,84	10,55
		ΣF, тыс. кв.м	1321	1700	2226,3
		прирост F, тыс. кв.м		379	226,3
2	Бюджет	Qов,Гкал/час	10,60	10,60	10,60
		Прирост Qов			
		Qгвс, Гкал/час	1,00	1,00	1,00
		Прирост Qгвс			
		Итого ΣQ, Гкал/ч	11,61	11,61	11,61
		Прирост ΣQ, Гкал/ч		0,00	0,00
		ΣF, тыс. кв.м	-	-	-
		прирост F, тыс. кв.м	-	-	-
3	Прочие	Qов,Гкал/час	8,35	8,35	8,35
		Прирост Qов			
		Qгвс, Гкал/час	0,79	0,79	0,79
		Прирост Qгвс		0,00	0,00
		Итого ΣQ, Гкал/ч	9,13	9,13	9,13
		Прирост ΣQ, Гкал/ч		0,00	0,00
		ΣF, тыс. кв.м	-	-	-
		прирост F, тыс. кв.м	-	-	-
4	Муниципалитет	Qов,Гкал/час	1,61	1,61	1,61
		Прирост Qов			0,00
		Qгвс, Гкал/час	0,15	0,15	0,15
		Прирост Qгвс		0,00	0,00

		Итого ΣQ, Гкал/ч	1,76	1,76	1,76
		Прирост ΣQ, Гкал/ч		0,00	0,00
		ΣF, тыс. кв.м	-	-	-
		прирост F, тыс. кв.м	-	-	-
5	всего	Qов,Гкал/час	147,6	170,07	195,34
		Прирост Qов		22,51429	25,27
		Qгвс, Гкал/час	13,9	15,27	16,85
		Прирост Qгвс		1,3	1,58
		Итого ΣQ, Гкал/ч	161,5	185,34	212,19
		Прирост ΣQ, Гкал/ч		23,84	26,85
		ΣF, тыс. кв.м	1321	1700	2226,3
		прирост F, тыс. кв.м		379	226,3

Таблица 2.5.2 ─ Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии в зоне действия каждого из существующих и предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждлом этапе.

Источник	2017	2022		2027		2034	
	Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час	**Прирост объема потребления тепловой энергии, Гкал/час**	**Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час**	**Прирост объема потребления тепловой энергии, Гкал/час**	**Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час**	**Прирост объема потребления тепловой энергии, Гкал/час**	**Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час**
Котельная №1	108,12	19,12	127,24	5,76	133	0	133
Котельная №2 «Очистные сооружения»	0,45	0,08	0,53	0	0,53	0	0,53
Котельная №3 «Кормоцех»	2,41	-1,57	0,84	0	0,84	0	0,84
Котельная №4 «Промзона»	1,59	0,12	1,71	0	1,71	0	1,71
Котельная №5 «ЗИЛ»	1,12	-0,13	0,99	0	0,99	0	0,99
Котельная ОАО «ЛЗОС»	27,12	6,25	33,37	0,03	33,4	0	33,4
Котельная ООО «ТЕКС»	5,07	0	5,07	0	5,07	0	5,07
Котельная НИЦ ЦИАМ	15,58	0	15,58	0	15,58	0	15,58
Котельная №6Н	-	-	-	21	21	0	21

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Прогнозирование перспективных объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в зонах действия индивидуального теплоснабжения не предусматривается в виду отсутствия информации о строительстве.

2.7. 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 предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прогнозирование перспективных объемов потребления тепловой энергии не предусматривается в виду отсутствия информации о строительстве или модернизации промышленных предприятий с возможным изменением производственных зон и их перепрофилирования.

2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

Согласно Федеральному закону от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ (в ред. от 14 октября 2014 года) «О теплоснабжении», наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации. Законом субъекта Российской Федерации устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Льготные тарифы могут быть установлены для социально значимых потребителей тепловой энергии (или для отдельных объектов таких потребителей), к которым, согласно перечню Постановления Правительства РФ № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации", относятся:

- органы государственной власти;
- медицинские учреждения;
- учебные заведения начального и среднего образования;
- учреждения социального обеспечения;
- метрополитен;
- воинские части Министерства обороны Российской Федерации, МВД Российской Федерации, Федеральной службы безопасности, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации;
- исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;
- федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;
- объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;
- животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;
- объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства угольных и горнорудных организаций;
- объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

В настоящее время в сельском поселениееЛыткарино льготные тарифы на тепловую энергию (мощность) отдельным категориям потребителей, в том числе социально значимым, не устанавливаются и не планируются.

2.9.Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры на теплоснабжение

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами.

Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон.

Основными параметрами формирования долгосрочной цены являются:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;
- необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и посильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации. В настоящее время отсутствует информация о подобных договорах теплоснабжения поселении. Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры на теплоснабжение по регулируемой цене

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8, и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3 х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));

- не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (OPEX) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

- определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7;

- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;

- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

- устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

- осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

В 2011 г. использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса будет происходить только в случае положительного опыта запущенных пилотных проектов.

В настоящее время отсутствует информация о долгосрочных договорах на теплоснабжение по регулируемой цене в городском округе городе Лыткарино.

Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского поселения

3.1. Часть 1. Существующее положение системы теплоснабжения

3.1.1. Описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

На этапе описания объектов системы теплоснабжения городского поселения было проведено информационно-графическое описание существующих объектов системы.

В состав плана городского поселения входят следующие слои:

- административные границы;
- Дороги;
- Строения;
- Зоны застройки 2022-2034 гг.

В качестве исходного материала для позиционирования объектов системы теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые сети, потребители) на карте городского поселения были использованы схемы тепловых сетей теплоисточников.

В электронной модели тепловая сеть состоит из узлов и ветвей, связывающих этиузлы. К узлам относятся следующие объекты: источники, тепловые камеры, задвижки, потребители и т.д. Ряд элементов, такие как тепловые камеры, потребители и т.д., допускают дальнейшую классификацию.

Различаются следующие технологические типы узлов:

- источник в состоянии «Работа»;
- источник в состоянии «Отключен»;
- тепловая камера;
- разветвление;
- обобщенный потребитель в состоянии «Работа»;
- обобщенный потребитель в состоянии «Отключен»;
- задвижка в состоянии «Открыта»;
- задвижка в состоянии «Закрыта».

Всем узлам присваиваются уникальные имена. Ветви являются графическим изображением трубопроводов и представляют собой многозвенные ломаные линии, соединяющие узлы.

Доступны для создания следующие типы участков тепловой сети:

- участок в состоянии «Включен»;
- участок в состоянии «Отключен»;
- участок с отключенным подающим трубопроводом;
- участок с отключенным обратным трубопроводом.

Параллельно данному этапу проводился этап информационного описания объектов системы теплоснабжения: источников тепловой энергии, обобщенных потребителей, участков тепловых сетей. Основой семантических данных об объектах системы теплоснабжения были базы данных по нагрузкам потребителей, а также информация по участкам тепловых сетей, источникам, потребителям. В существующей базе данных электронной модели описаны следующие паспортные характеристики по приведенным ниже типам объектов системы теплоснабжения. Состав информации по каждому типу объектов носит как справочный характер (например: материал камеры, балансовая принадлежность и т.д.), так и необходим для функционирования расчетной модели. Полнота заполнения базы данных по параметрам зависела от наличия исходных данных. Таким образом, в результате выполнения данного этапа работ была создана картагородского поселения, выполнена привязка всех объектов системы теплоснабжения к карте и сформирована база данных по объектам.

3.1.2. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского поселения и с полным топологическим описанием связности объектов

Электронная модель системы теплоснабжения города содержит:

- графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города с полным топологическим описанием связности объектов (Рисунок 3.1.1).

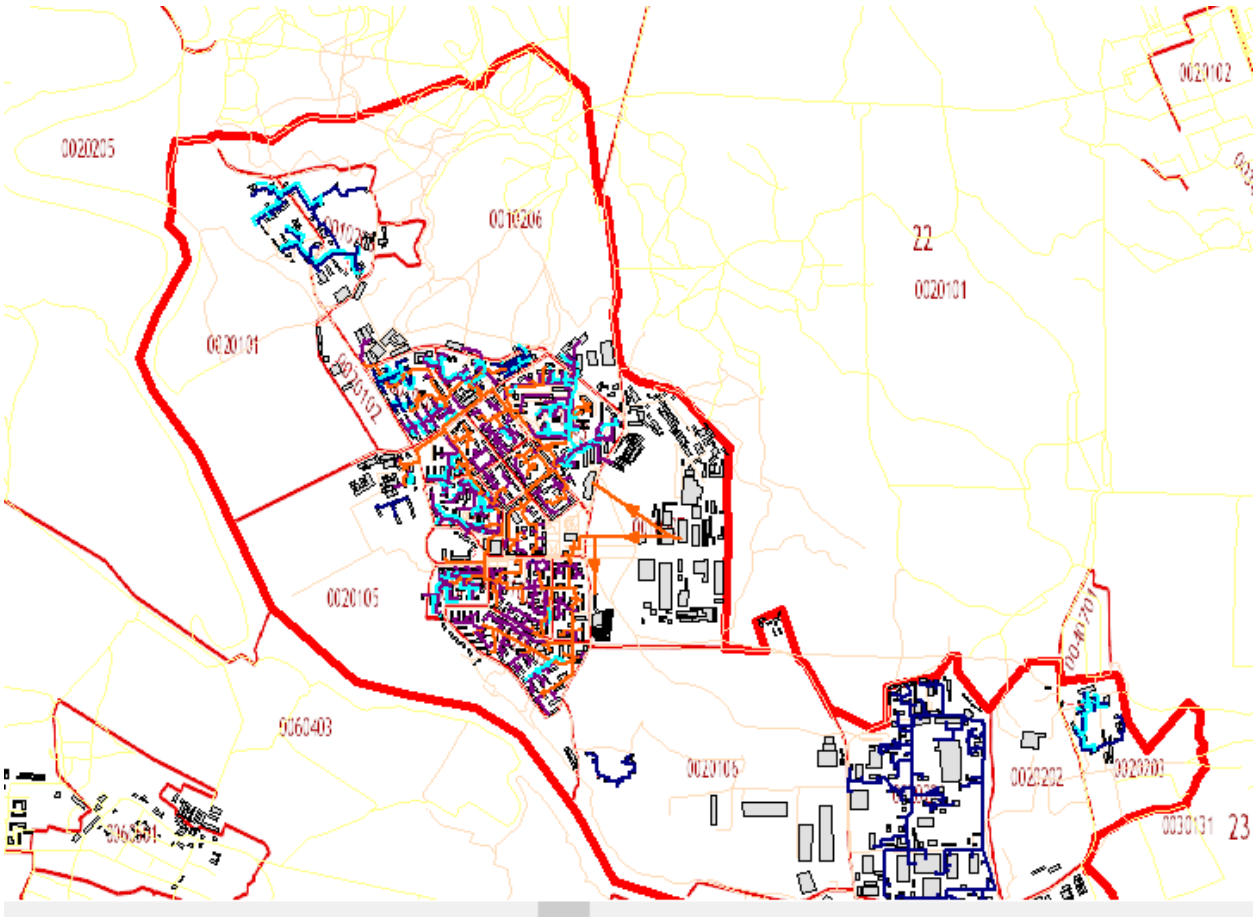


Рисунок 3.1.1. Графическое представление системы теплоснабжения городского округа город Лыткаринос привязкой к топографической основе города с полным топологическим описанием связности объектов

В электронной модели система теплоснабжения представлена следующими основными объектами: источник, участок, потребитель, узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосная станция, запорно-регулирующая арматура и другие элементы системы теплоснабжения. Все элементы системы являются узлами, а участки тепловой сети - дугами связанного графа математической модели. Каждый объект математической модели относится к определенному типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

В процессе занесения схемы с помощью специализированного редактора, входящим в ZuluThermo™ автоматически формируется графическая база данных, в которой содержится информация о координатах, типе и режиме работы каждого объекта, а также с какими узловыми объектами связаны линейные связи (участки сети). Таким образом создается топологическое описание связности расчетной схемы сети.

3.1.3. Паспортизация объектов системы теплоснабжения

Электронная модель обеспечивает паспортизацию технических характеристик элементов системы теплоснабжения, которая позволяет учитывать индивидуальные технические характеристики реальных объектов при выполнении расчетных задач.

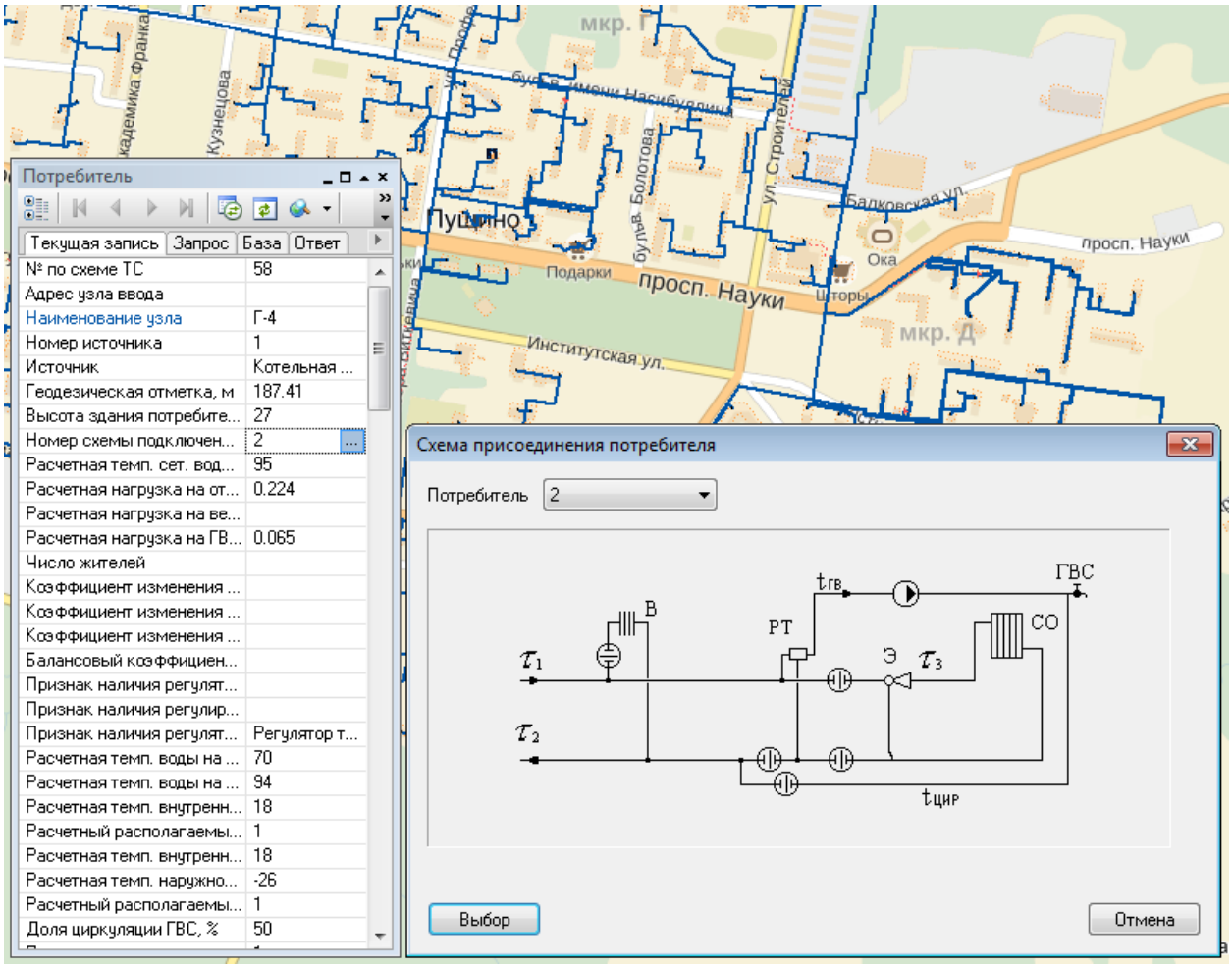


Рисунок 3.2.1. Графическое представление системы теплоснабжения городского округа город Лыткарино с привязкой к топографической основе города с полным топологическим описанием связности объектов

Система паспортизации включает описания следующих основных объектов:

- Источник;
- Участок;
- Потребитель;
- Обобщенный потребитель;
- ЦТП;
- Узел;
- Насосная станция;
- Задвижка.

При необходимости элементы базы данных паспорта могут быть заменены, убраны, добавлены и перегруппированы.

3.1.4.Графическое представление зон действия существующих систем теплоснабжения (источников тепловой энергии)

Графическое представление зон действия существующих систем теплоснабжения в электронной модели приведено на рис.3.1.4.1.-3.1.4.3.

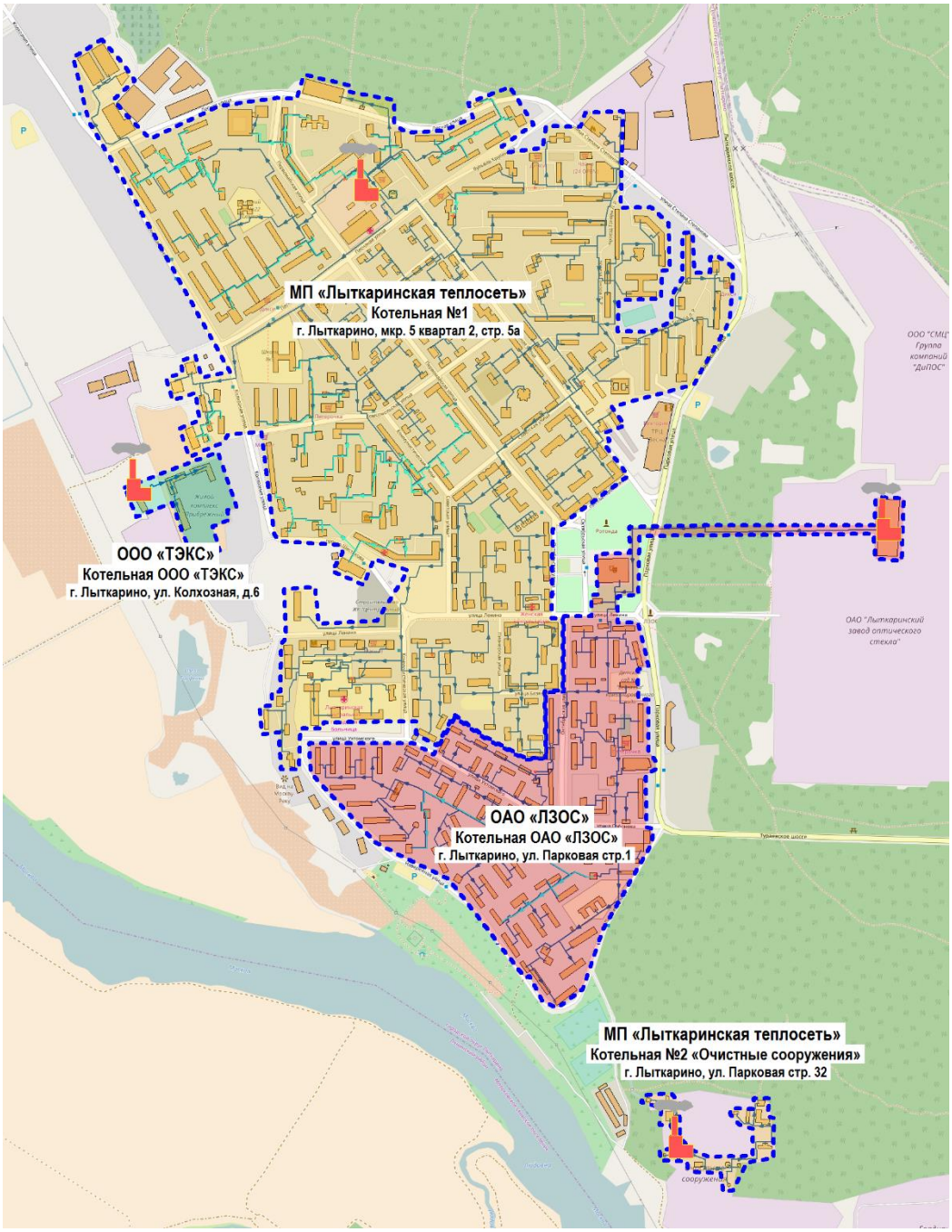


Рисунок 3.1.4.1. Зона действия котельных городского округа город Лыткарино.

Рисунок 3.1.4.2. Зона действия котельных городского округа город Лыткарино.

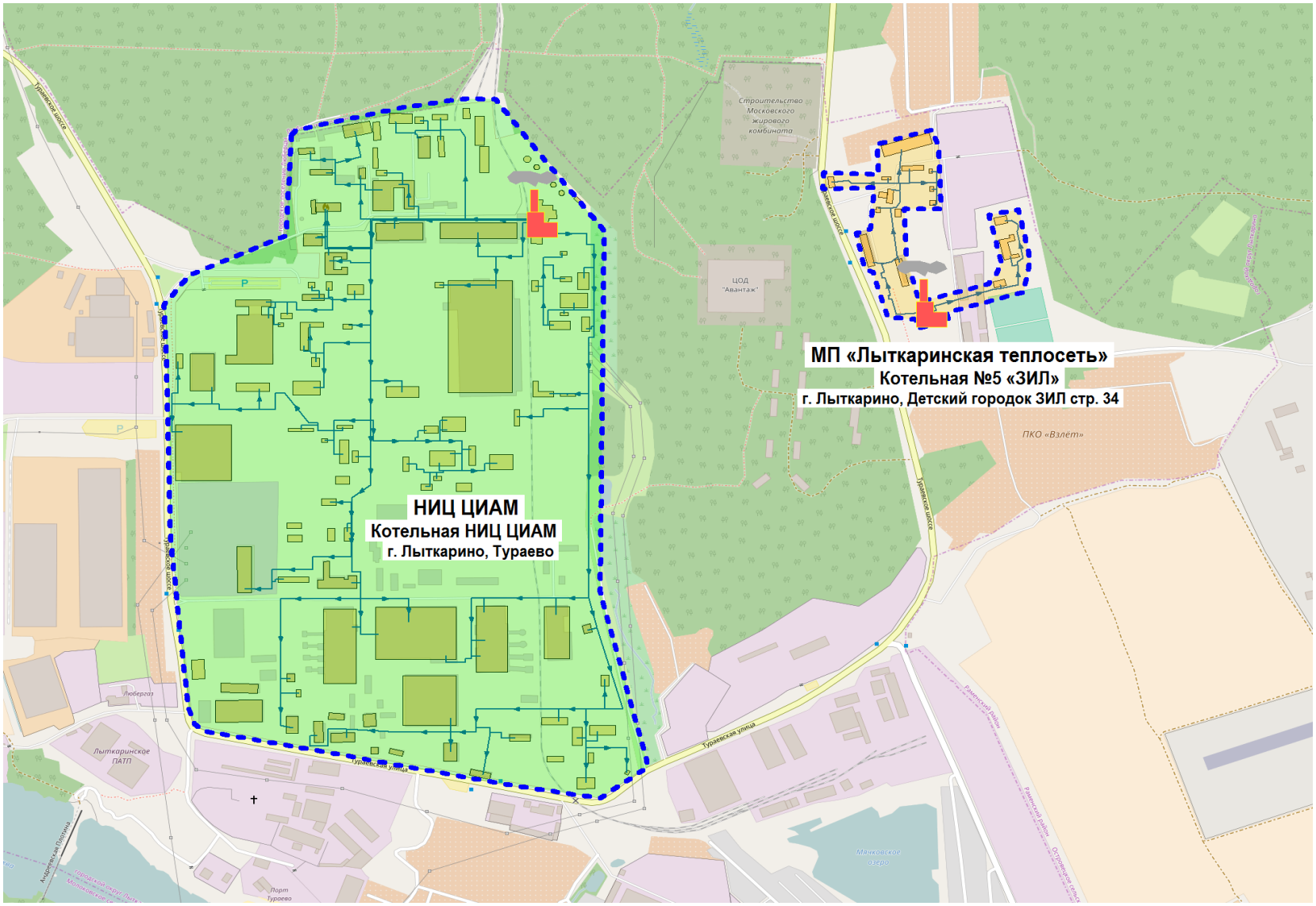


Рисунок 3.1.4.3. Зоны действия котельных городского округа город Лыткарино.

3.1.5.Графическое представление зон действия ресурсоснабжающих организаций

Графическое представление зон действия ресурсоснабжающих организаций

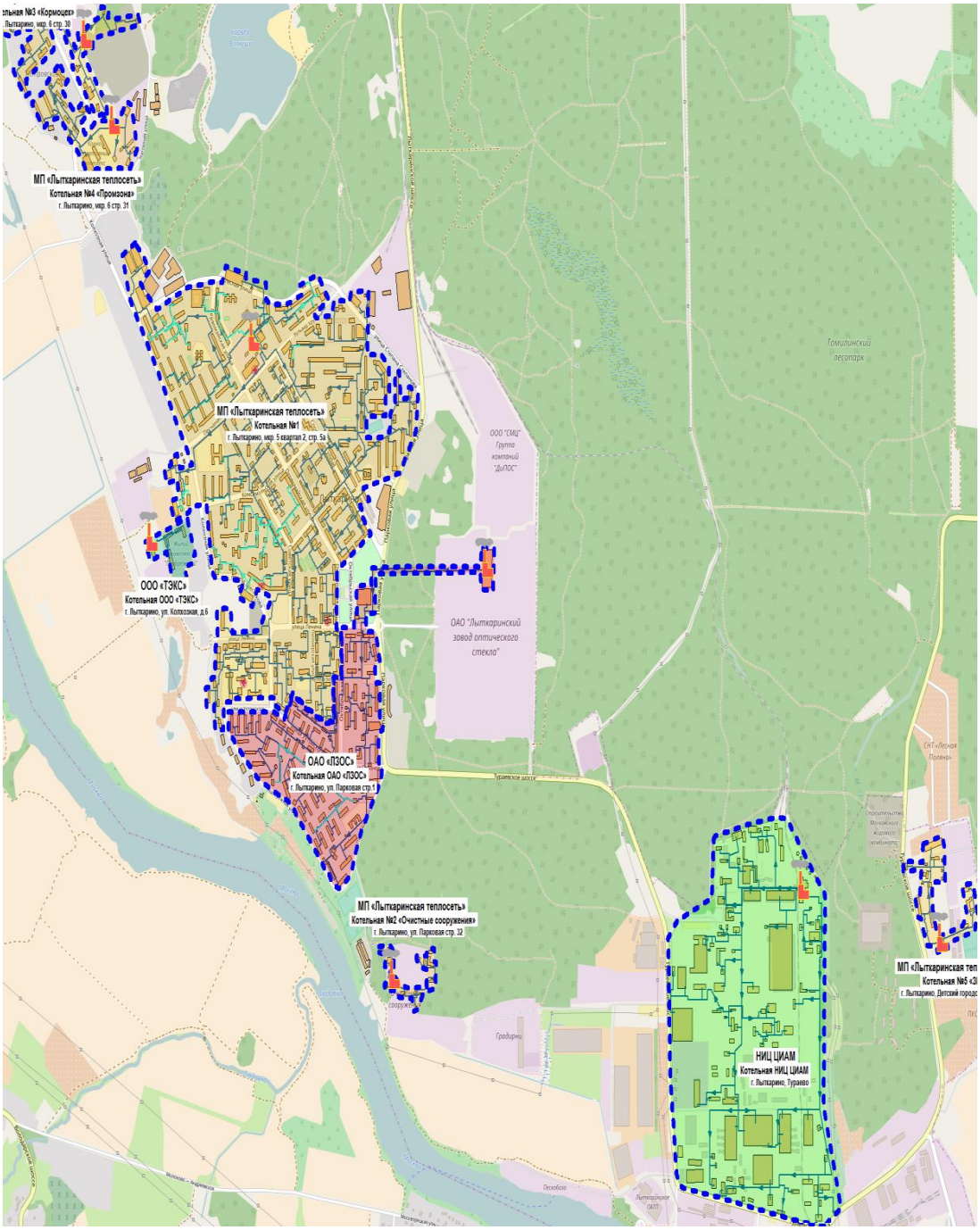


Рисунок 3.1.5.1. Зона действия теплоснабжающих организаций городского округа город Лыткарино.

3.1.6.Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Расчетный блок электронной модели включает различного рода теплогидравлические расчеты тепловых сетей:

- наладочный расчет тепловой сети;
- поверочный расчет тепловой сети;
- конструкторский расчет тепловой сети.

В алгоритме расчетов лежат следующие основные зависимости

В алгоритме расчетов лежат следующие основные зависимости.

Определение расчетных расходов теплоносителя

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления (СО), присоединенную по зависимой схеме, определяется по формуле:

$$G_{с.р.} = \frac{Q_{о.р.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.р.} - \tau_{2.р.})}, \text{ т/ч}$$

где $Q_{о.р.}$ - расчетная нагрузка на систему отопления, Гкал/ч;

$\tau_{1.р.}$ - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, ^{o}C;

$\tau_{3.р.}$ - температура воды в подающем трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, ^{o}C;

$\tau_{2.р.}$ - температура воды в обратном трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, ^{o}C.

Расчетный расход воды в системе отопления определяется из выражения:

$$G_{с.о.р.} = \frac{Q_{о.р.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{3.р.} - \tau_{2.р.})}, \text{ т/ч}$$

где $\tau_{з.р.}$ - температура воды в подающем трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые сети (количество колец в сети неограниченно), а так же двух, трех, четырехтрубные или многотрубные системы теплоснабжения, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает выполнение теплогидравлического расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам. Используются 32 схемных решения подключения потребителей, а также 29 схем присоединения ЦТП.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Результаты расчетов могут быть экспортированы в MS Excel, наглядно представлены с помощью тематической раскраски и пьезометрических графиков. Картографический материал и схема тепловых сетей может быть оформлена в виде документа с использованием макета печати.

Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество, место установки и диаметр дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора недостаточно.

В результате расчета определяются 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), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками.

Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Поверочный расчет тепловой сети

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике тепла.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются 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 теплопотребления. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Конструкторский расчет тепловой сети

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

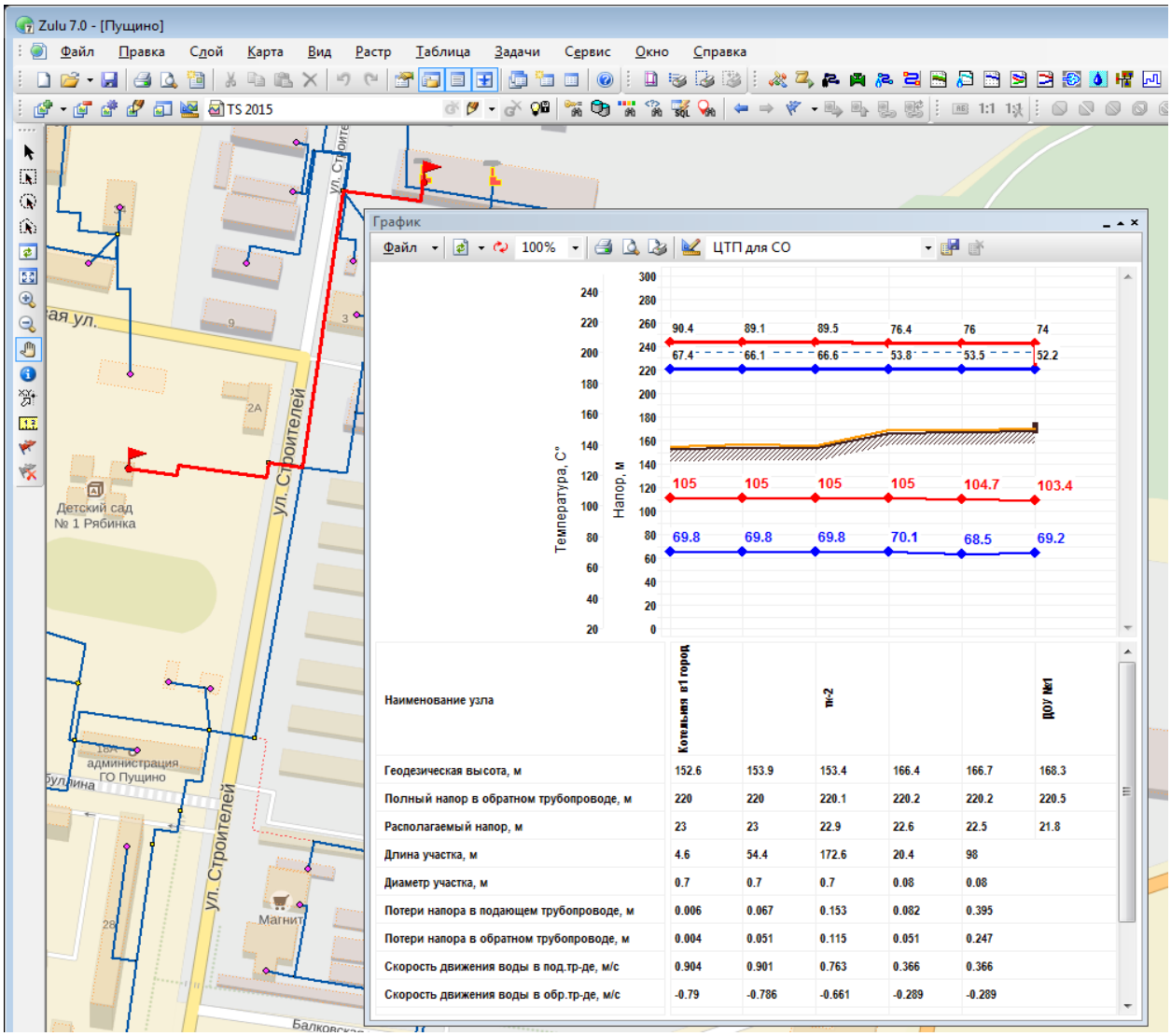


Рисунок 3.3.1. Гидравлический расчет тепловых сетей

3.1.7.Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии

Тепловая нагрузка по зонам действия источников тепловой энергии определяется в соответствии с данными, занесенными в электронную модель, а имен- но потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха может быть основано на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения, договорах на поддержание резервной мощности, в долгосрочных договорах теплоснабжения, цена которых определяется по соглашению сторон, и долгосрочных договорах теплоснабжения, в отношении которых установлен долгосрочный тариф,

с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды.

В базу данных электронной модели заносится информация по установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии.

Указанные выше данные заносятся в электронную модель для существующего положения (1-й слой) и на перспективу до расчетного срока (2-й слой).

Для определения балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки по зонам действия источников тепловой энергии выполняется следующая последовательность действий:

- В электронной модели выделяется источник тепловой энергии.
- С помощью опции «Найти связанные» меню «Карта» вкладка «Топология» выделяются все подключенные к источнику тепловые сети и потребители.
- С помощью опции «Добавить в группу» (правая клавиша манипулятора) выделенные объекты тепловой сети объединяются в группу.
- С помощью опции «Информация» производится запрос по группе потребителей:

- Сумма «Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч»;

- Сумма «Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч»;

- Сумма «Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч».

- В результате запроса определяется суммарная подключенная тепловая нагрузка к источнику тепловой энергии.
- Результаты запроса заносятся в базу данных источника в соответствующие поля:

a. «Текущая нагрузка на отопление, Гкал/час»;

b. «Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/час»;

c. «Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/час».

Аналогично запросами обрабатываются результаты наладочного расчета тепловой сети от выделенного источника. Если расчет выполнялся с включенными опциями «С учетом утечек» и «С учетом тепловых потерь», то в поле «Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/час» базы данных источника автоматически за- носятся результаты расчета тепловых потерь.

- После проведения описанных выше операций с электронной моде- лью для всех источников тепловой энергии формируется запрос к базе данных источников на выборку следующих данных:

a. Наименование источника;

b. Установленная мощность;

c. Располагаемая мощность;

d. Располагаемая мощность «нетто»;

e. Текущая нагрузка на отопление;

f. Текущая нагрузка на вентиляцию;

g. Текущая нагрузка на ГВС;

h. Тепловые потери в тепловых сетях.

При необходимости результаты обработки запроса могут быть выгружены во внешние таблицы типа *.xls.

- По каждому источнику определяется резерв (дефицит) располагаемой тепловой мощности «нетто» и присоединенной тепловой нагрузки с учетом тепловых потерь.

3.1.8.Расчет потерь тепловой энергии в существующих тепловых сетях

В ZuluThermo есть функция расчета потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Расчет потерь тепловой энергии в тепловых сетях при передаче через изоляцию и с утечкой теплоносителя выполнен в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ № 325 «Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы поутверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

3.1.9.Расчет существующих потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителями

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) для участков тепловых сетей вводимых в эксплуатацию, или запроектированных до 1988 года, а также для участков тепловых сетей вводимых в эксплуатацию после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, при которых про- изводились работы по замене тепловой изоляции после 1988 года принимаются по специальным таблицам.

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь осуществляется раздельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q^{ср.г.}_{норм.} = \sum(q_{норм.} \cdot L \cdot \beta),$$

для надземной прокладки раздельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q^{ср.г.}_{норм.п.} = \sum(q_{норм.п.} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$$Q^{ср.г.}_{норм.о.} = \sum(q_{норм.о.} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$q_{норм.}$, $q_{норм.п.}$, $q_{норм.о.}$- удельные (на один метр длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, ккал/(м*ч);

L – длина трубопроводов на участке тепловой сети с диметром dн. в двух-трубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линиипри надземной прокладке, м;

β- коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами. Принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 0,15 м и 1,15 при диаметрах 0,15 м и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с нормативными требованиями, или по нормам тепловых потерь (нормы плотности теплового потока) для тепловых сетей с тепловой изоляцией.

Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в нормах, определяются путем линейной интерполяции или экстраполяции.

Интерполируется среднегодовая температура воды в соответствующем трубопроводе тепловой сети или на разность среднегодовых температур воды и грунта для данной тепловой сети (или на разность среднегодовых тем-

ператур воды в соответствующих линиях и окружающего воздуха для данной тепловой сети).

Среднегодовая температура окружающей среды определяется на основании средних за год температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопроводов, принимаемых по климатологическим справочникам или по данным метеорологической станции. Среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети находятся как среднеарифметические из среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды определяются по утвержден- ному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной темпера- туре наружного воздуха.

Для тепловых сетей с тепловой изоляцией удельные часовые тепловые потери определяются:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $q_{норм.}$ ккал/(м*ч) по формуле:

$$q_{норм.} = q^{T1}_{норм.} + (q^{T2}_{норм.} - q^{T1}_{норм.}) \cdot \frac{\Delta t^{ср.г.}_{ср.} - \Delta t^{T1}_{ср.}}{\Delta t^{T2}_{ср.} - \Delta t^{T1}_{ср.}}$$

где $q^{T1}_{норм.}$, $q^{T2}_{норм.}$ - удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях средне- годовой разности температур сетевой воды и грунта, ккал/(м*ч);

$\Delta t^{ср.г.}_{ср.}$ - значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, ^{o}C;

$\Delta t^{T1}_{ср.}$, $\Delta t^{T2}_{ср.}$ - смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, ^{o}C.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта

$\Delta t^{ср.г.}_{ср.}$ (°C) определяются по формуле:

$$\Delta t^{ср.г.}_{ср.} = \frac{t^{ср.г.}_{п.} - t^{ср.г.}_{о.}}{2} - t^{ср.г.}_{гр.}$$

где $t_{п.}^{ср.г.}$, $t_{о.}^{ср.г.}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах данной тепловой сети, ^{o}C;

$t_{гр.}^{ср.г.}$ - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, ^{o}C.

Для надземной прокладки раздельно по подающему и обратному трубопроводам $q_{норм.п.}$, $q_{норм.о.}$, ккал/(м*ч), по формулам:

$$q_{норм.п.} = q_{норм.п.}^{T1} + (q_{норм.п.}^{T2} - q_{норм.п.}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{ср.п.}^{ср.г.} - \Delta t_{ср.п.}^{T1}}{\Delta t_{ср.п.}^{T2} - \Delta t_{ср.п.}^{T1}}$$

$$q_{норм.о.} = q_{норм.о.}^{T1} + (q_{норм.о.}^{T2} - q_{норм.о.}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{ср.о.}^{ср.г.} - \Delta t_{ср.о.}^{T1}}{\Delta t_{ср.о.}^{T2} - \Delta t_{ср.о.}^{T1}}$$

где $q_{норм.п.}^{T1}$, $q_{норм.п.}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, ккал/(м*ч);

$q_{норм.о.}^{T1}$, $q_{норм.о.}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, ккал/(м*ч);

$\Delta t_{ñòð.ä.}^{ср.г.}$, $\Delta t_{ñòð.î.}^{ср.г.}$ - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, ^{o}C;

$\Delta t_{ñòð.ï.}^{T1}$, $\Delta t_{ñòð.ï.}^{T2}$ - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, ^{o}C;

$\Delta t_{ñòð.î.}^{T1}$, $\Delta t_{ñòð.î.}^{T2}$ - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, ^{o}C.

Среднегодовые значения разности температур для подающего $\Delta t^{\text{ñðåä.ãîä}}_{\text{ïîä.ï.}}$ и обратного $\Delta t^{\text{ñðåä.ãîä}}_{\text{îáð.ï.}}$ трубопроводов определяется как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t^{\text{ср.г.}}_{\text{п.}}$, $t^{\text{ср.г.}}_{\text{о.}}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t^{\text{ср.г.}}_{\text{в.}}$.

Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами, принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время необходимо учитывать следующее:

- нормы приведены раздельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;
- для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены раздельно для канальной и бесканальной прокладок;
- нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности средне- годовых температур сетевой воды и окружающей среды;
- удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам раздельно для подающего и обратного трубопроводов.

Среднегодовое значение температуры сетевой воды $t^{\text{ср.г.}}_{\text{п.}}$, $t^{\text{ср.г.}}_{\text{о.}}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска теплоты, со- ответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта $t^{\text{ср.г.}}_{\text{гр.}}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов.

3.1.10. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Моделирование переключений, выполняемых в тепловых сетях, осуществляется решением коммутационных задач, в результате решения которых возможно проведение анализа изменения режимов работы тепловых сетей из-за отключения задвижек или участков сети. В результате решения этих задач определяются объекты, попавшие под отключение. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

Суммируются объемы воды во всех попавших под отключение участков тепловой сети в подающем, обратном трубопроводе и объем воды внутренних систем теплопотребления.

По каждому потребителю суммируются расчетные нагрузки:

- на отопление;
- на вентиляцию;
- на ГВС.

Запуск расчета

Запуск решения коммутационных задач осуществляется командой из главного меню «Задачи/Коммутационные задачи».

Далее проводится анализ переключений или поиск в слое-подложке.

Анализ переключений

При анализе переключений определяются объекты, которые попадают под отключения и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам сети;
- расчет объемов внутренних систем теплопотребления и нагрузок на системы теплопотребления при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

Запуск анализа переключений

Запуск анализа переключений выполняется в следующем порядке:

- Запускается решение «Коммутационных задач».
- Выполняется выбор «Анализа переключений».
- Выполняется вызов диалога настроек программы.
- Выполняется выбор на карте запорного устройства (участка), для которого производится отключение. Выбранный объект добавляется в список переключаемых объектов сети. После выбора на

карте автоматически отобразится в виде раскраски расчетная зона отключенных участков сети.

- Выполняется выбор необходимого вида переключения.

Виды переключений:

- «Включить» - режим объекта устанавливается на «Включен»;

- «Выключить» - режим объекта устанавливается на «Выключен»;

- «Изолировать от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся изолирующая объект от источника запорная арматура.

- «Отключить от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся отключающая объект от источника запорная арматура.

- Выполняется запуск («Выполнить») расчета коммутационной задачи. В результате выполнения задачи появится браузер «Просмотр результата», содержащий табличные данные результатов расчета. Вкладки браузера содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

Работа со списком объектов

В список объектов добавляются объекты, выбираемые из активного слоя карты в следующем порядке:

- На карте выделяется запорное устройство (участок), для которого будет производиться отключение.
- Объект добавляется в список. При передвижении по списку, на карте автоматически выделяется соответствующий объект. Если объект не попадает в видимую область карты, то вид устанавливается таким образом, чтобы объект оказался в центре карты.
- При выбранной вкладке «Анализ переключений» просматривается и распечатывается отчет по списку объектов. Поля для подготовки отчета выбираются из настроек соответствующего типа объекта сети.

Просмотр результатов расчета

Вывод результатов анализа переключений осуществляется в окно, вкладки которого содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

Окно «Просмотр результата» содержит табличные данные результатов расчета, а также таблицы попавших под отключения объектов. При выделении записи в таблице, на карте автоматически выделяется соответствующий объект.

3.1.11 Расчет показателей надежности теплоснабжения

Цель расчета - количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в ТС систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений. Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных (полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации(моделирования реализации) этих мероприятий.

3.2. Часть 2. Перспектива развития системы теплоснабжения

3.2.1.Графическое представление зон и объектов перспективного строительства с указанием строительных площадей, объемов и тепловых нагрузок

Графическое представление зон и объектов перспективного строительства с указанием строительных площадей, объемов и тепловых нагрузок реализовано в электронной модель. На рис.3.2.1. приведено графическое представление зоны планируемой зайстроки в соотвествие с ген. планом.

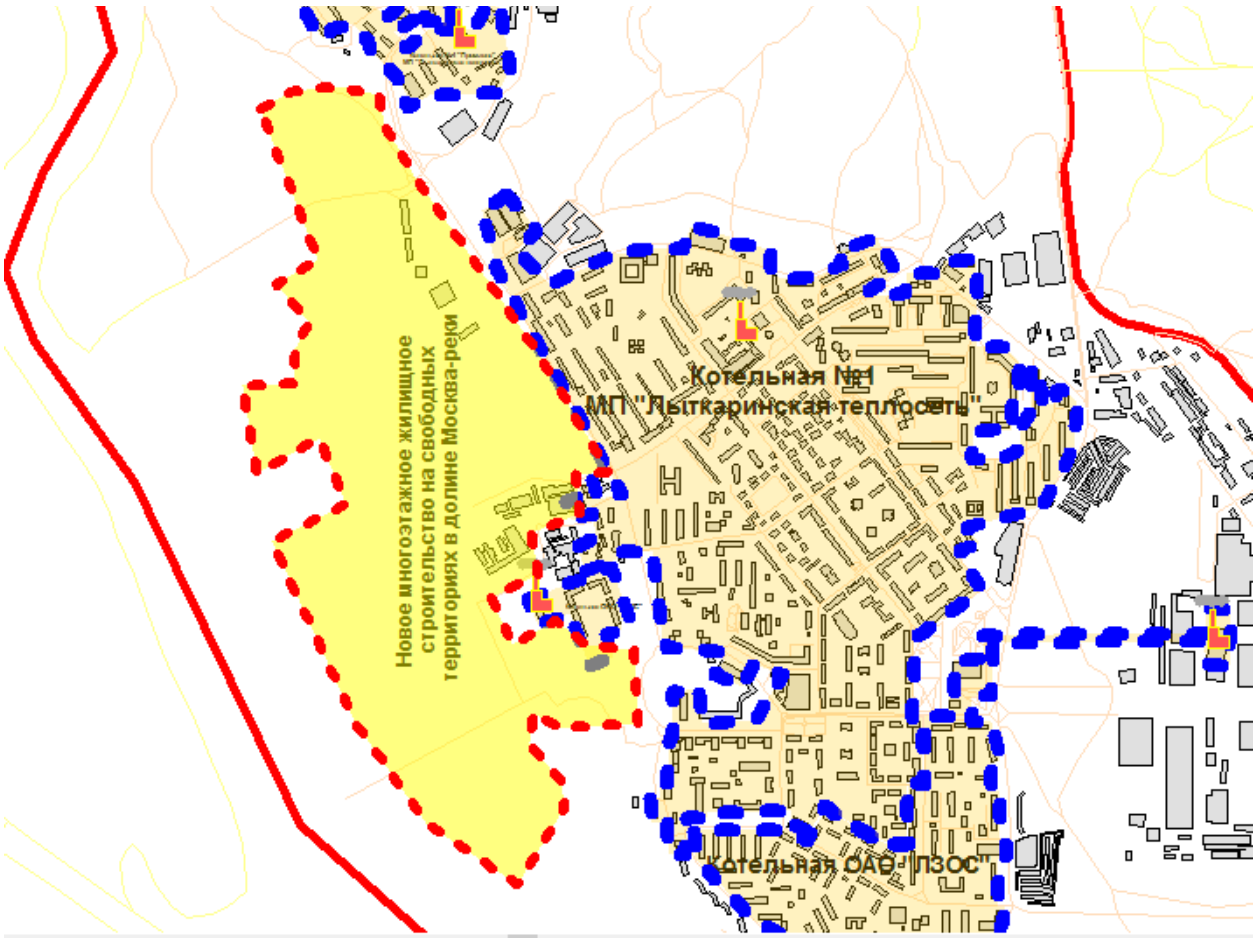


Рис.3.2.1. Графическое представление зоны планируемой зайстроки в электронной модели.

3.2.2. Графическое представление планируемых к вводу в эксплуатацию источников теплоснабжения и тепловых сетей для обеспечения теплоснабжением объектов перспективного строительства

Графическое представление планируемых к вводу в эксплуатацию источников теплоснабжения и тепловых сетей для обеспечения теплоснабжением объектов перспективного строительства реализовано в электронной модели через обобщенного потребителя, т.к. проект по реализации ввода в эксплуатацию нового источника и сетей теплоснабжения на данном этапе отсутствует.

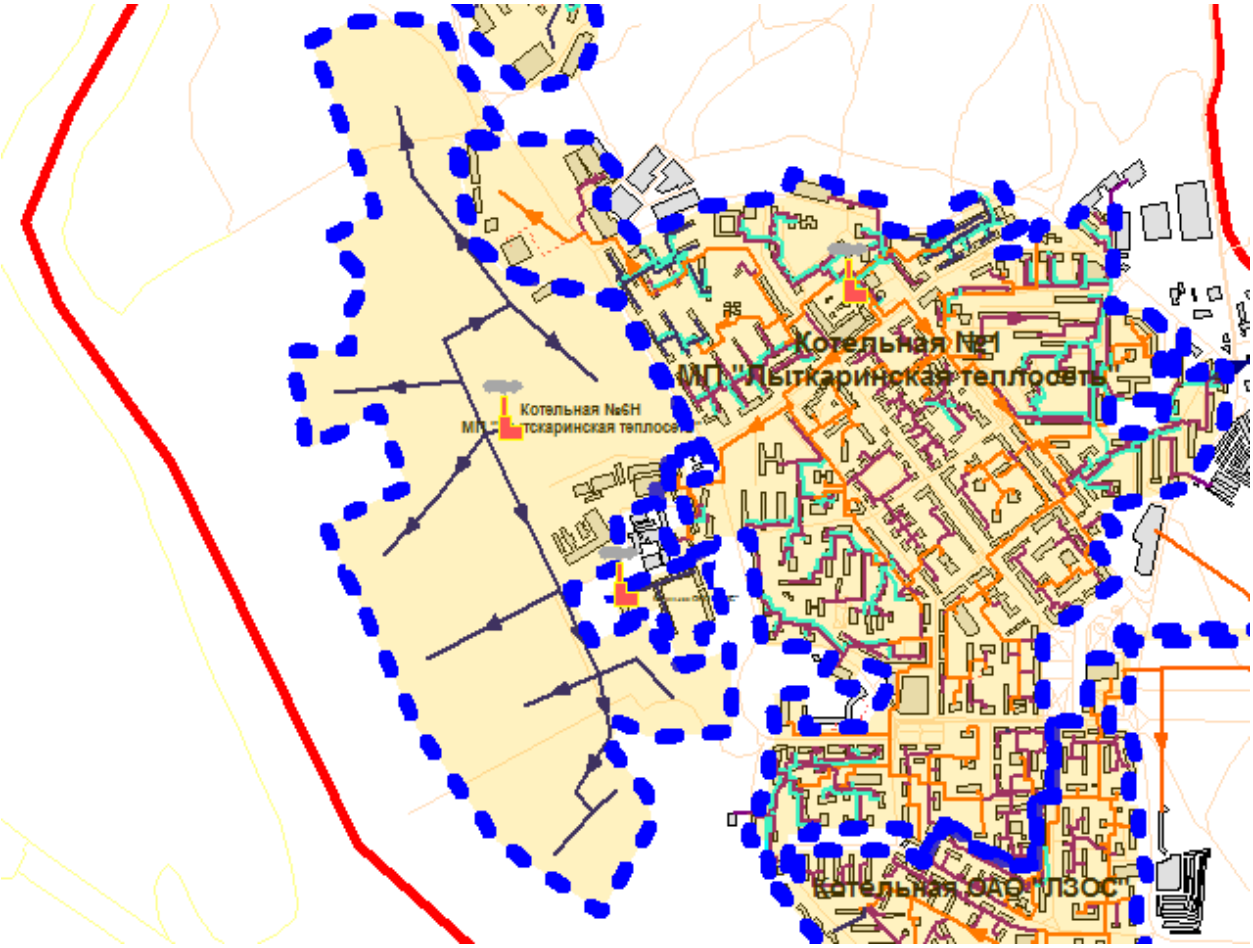


Рис.3.2.2. Графическое представление планируемого к вводу в эксплуатацию источников теплоснабжения и тепловых сетей для обеспечения теплоснабжением объектов перспективного строительства.

3.2.3.Графическое представление перспективных зон действия систем теплоснабжения

Графическое представление перспективных зон действия систем теплоснабжения реализовано в электронной модели и приведено на рис 3.2.3.1.-3.2.3.2.

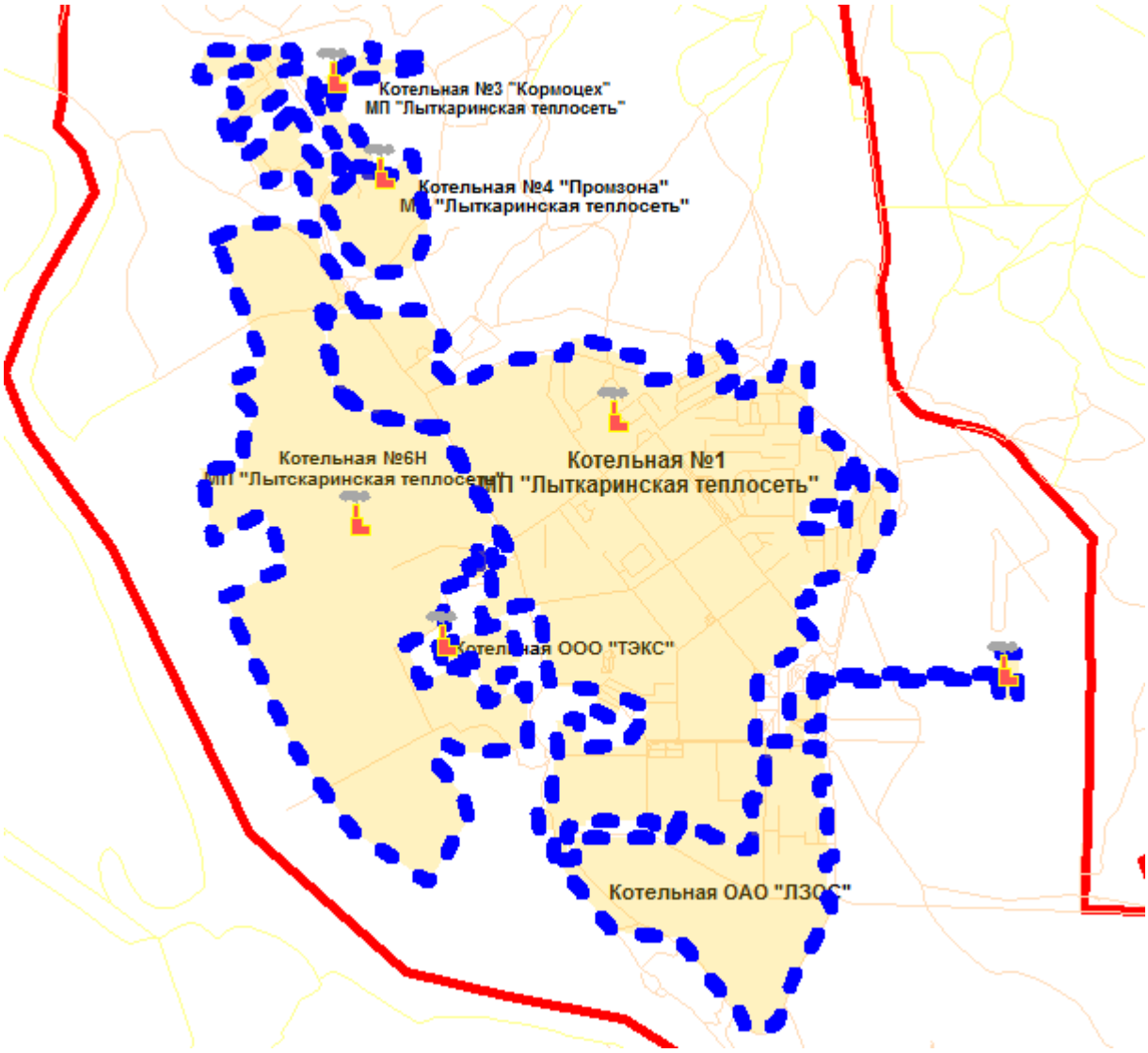


Рис 3.2.3.1. Графическое представление перспективных зон действия систем теплоснабжения реализовано в электронной модели.

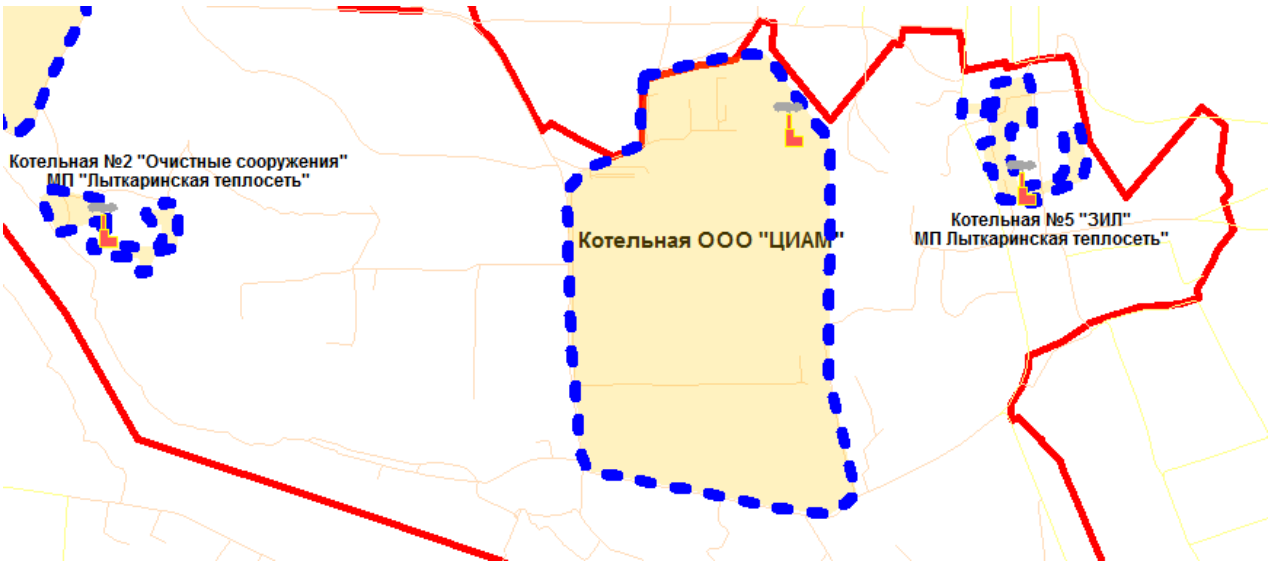


Рис 3.2.3.2. Графическое представление перспективных зон действия систем теплоснабжения реализовано в электронной модели.

3.2.4.Графическое представление перспективных зон действия ресурсоснабжающих организация

Графическое представление перспективных зон действия ресурсоснабжающих организация реализовано в электронной модели. На рис. 3.2.3.1.-3.2.3.5. представлено перспективное (изменение) зон действия ресурсоснабжающих организация.

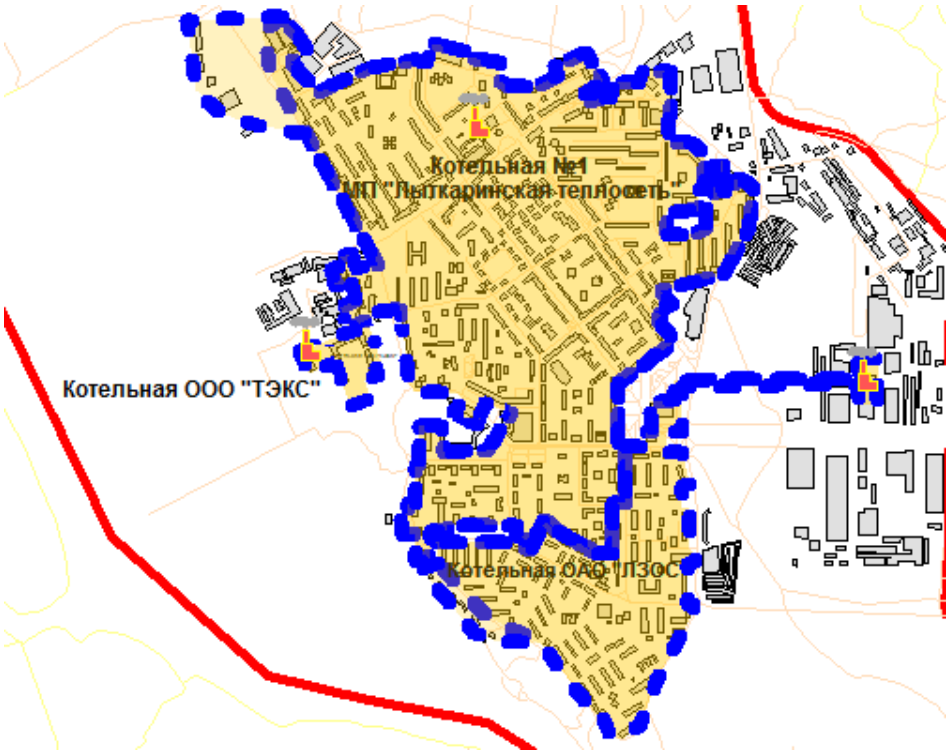


Рис. 3.2.3.1. Перспективное изменение зон действия ресурсоснабжающих организация.

Рис. 3.2.3.2. Перспективное изменение зон действия ресурсоснабжающих организация.

Рис. 3.2.3.3. Перспективное изменение зон действия ресурсоснабжающих организация.

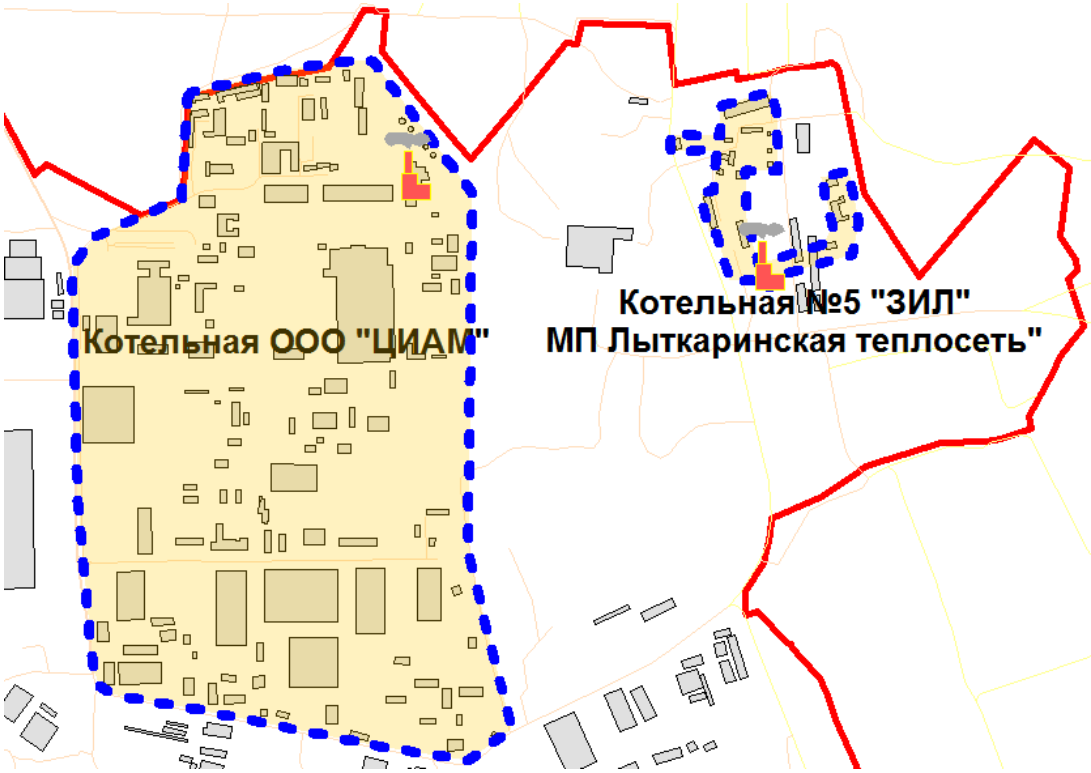


Рис. 3.2.3.4. Перспективное изменение зон действия ресурсоснабжающих организация.

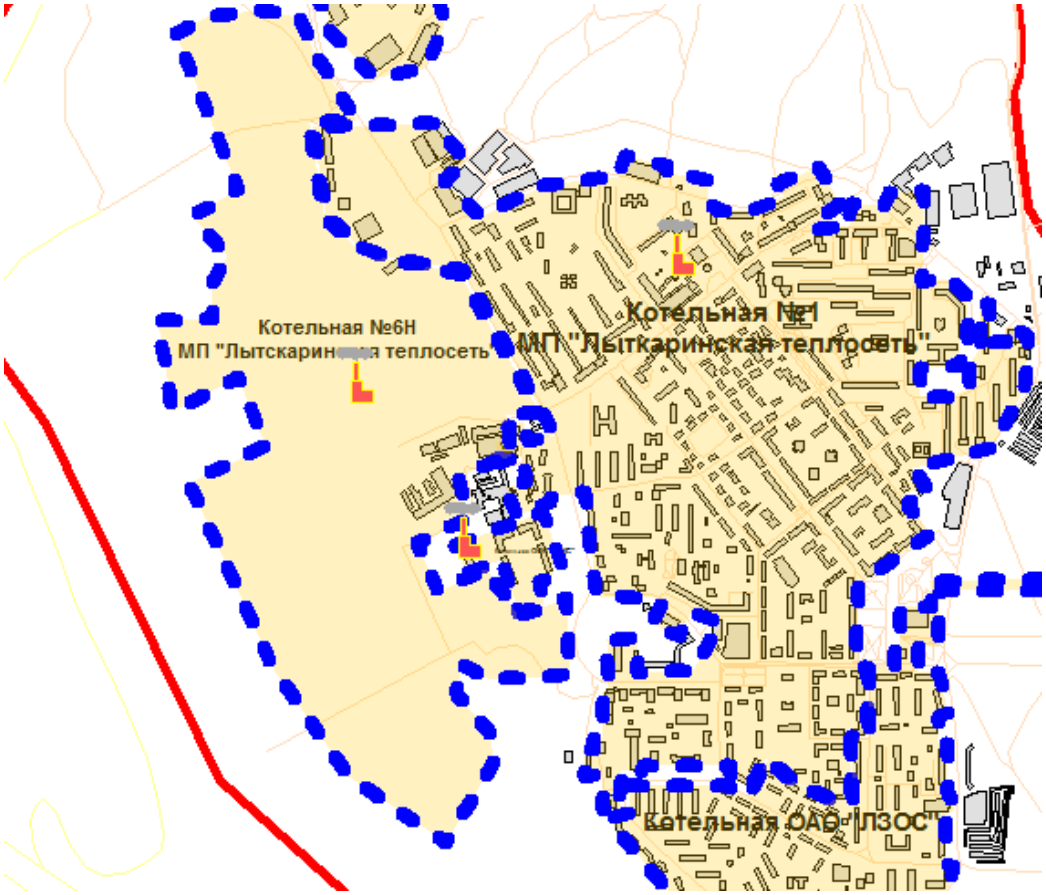


Рис. 3.2.3.5. Перспективное изменение зон действия ресурсоснабжающих организация.

3.2.5. Гидравлический расчет тепловых сетей, планируемых к вводу в эксплуатацию или реконструируемых, а также существующих, с учетом подключения перспективной тепловой нагрузки

Гидравлический расчет тепловых сетей, планируемых к вводу в эксплуатацию или реконструируемых, а также существующих, с учетом подключения перспективной тепловой нагрузки в электронной модели не может быть реализован, так как отсутствуют исходные данные (диаметры трубопроводов, длины) и нет проекта по схеме располажения перспективных тепловых сетей, имеются только данные по планируемому увеличению перспективной тепловой нагрузки.

3.2.6. Расчет перспективных балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии

Расчет перспективных балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии не может быть реализован в электронной модели, так как отсутствуют исходные данные (диаметры трубопроводов, длины) и нет проекта по схеме располажения перспективных тепловых сетей, имеются только данные по планируемому увеличению перспективной тепловой нагрузки.

3.2.7. Расчет потерь теплоносителя в тепловых сетях, планируемых к вводу в эксплуатацию или реконструируемых,а также существующих, с учетом подключения перспективной тепловой нагрузки

Расчет потерь теплоносителя в тепловых сетях, планируемых к вводу в эксплуатацию или реконструируемых,а также существующих, с учетом подключения перспективной тепловой нагрузки не может быть реализован в электронной модели, так как отсутствуют исходные данные (диаметры трубопроводов, длины) и нет проекта по схеме располажения перспективных тепловых сетей, имеются только данные по планируемому увеличению перспективной тепловой нагрузки.

3.2.8. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя в тепловых сетях, планируемых к вводу в эксплуатацию или реконструируемых, а также существующих, с учетом подключения перспективной тепловой нагрузки

Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утеч-ками теплоносителя в тепловых сетях, планируемых к вводу в эксплуатацию или реконструируемых, а также существующих, с учетом подключения перспективной тепловой нагрузки не может быть реализован в электронной модели, так как отсутствуют исходные данные (диаметры трубопроводов, длины) и нет проекта по схеме располажения перспективных тепловых сетей, имеются только данные по планируемому увеличению перспективной тепловой нагрузки.

3.2.9. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Одним из основных инструментов анализа результатов расчетов тепловых сетей является пьезометрический график. График изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту, например, от источника до одного из потребителей. Пьезометрический график строится по указанному пути. Путь указывается автоматически, достаточно определить его начальный и конечный узлы. Если путей от одного узла до другого может быть несколько, то по умолчанию путь выбирается самый короткий, в том случае если исследуется другой путь, то указываются промежуточные узлы.

Порядок построения пьезометрического графика

Порядок построения пьезометрического графика следующий:

1. Активируется слой, содержащий тепловую сеть.

2. Выбирается режим установки флагов.

3. Выбирается начальный (например источник) и конечный объект (например, проблемный потребитель) системы теплоснабжения.

4. В контекстном меню активируется команда «Найти путь». Выбранный маршрут для построения графика выделяется красным цветом.

5. В меню «Задачи» активируется команда «Пьезометрический график».

В результате выполнения команды в окно «График» выводятся результаты расчета пьезометрического графика для исследуемого участка сети в графическим и табличном виде.

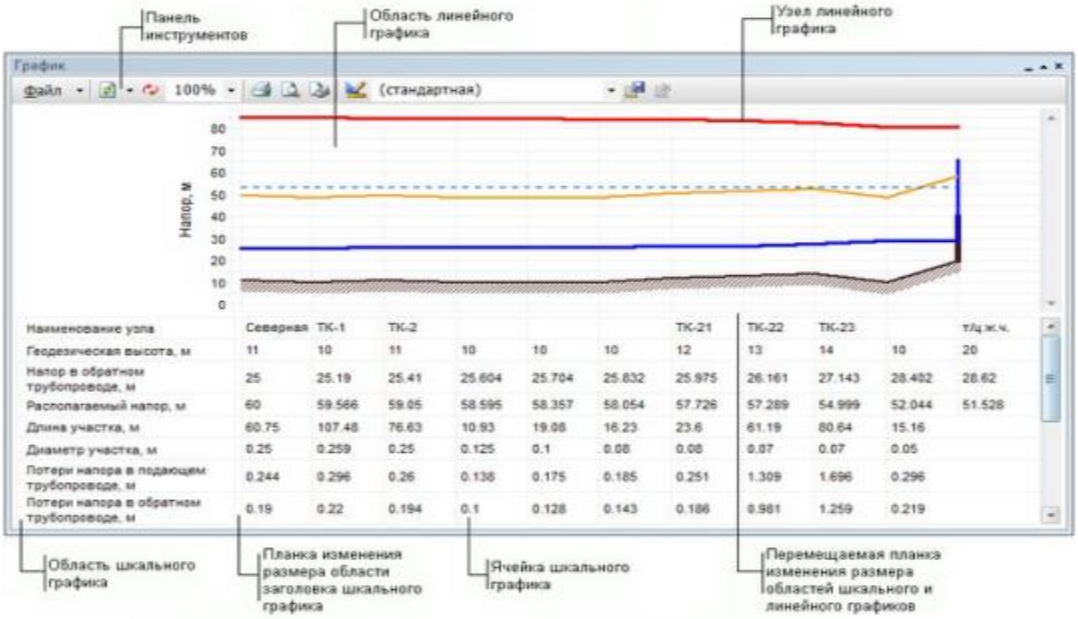


Рисунок 3.2.9.1. Окно пьезометрического графика

На пьезометрическом графике отображаются (рис. 3.2.9.2):

- линия давления в подающем трубопроводе красным цветом;
- линия давления в обратном трубопроводе синим цветом;
- линия поверхности земли пунктиром;
- линия статического напора голубым пунктиром;
- линия давления вскипания оранжевым цветом.

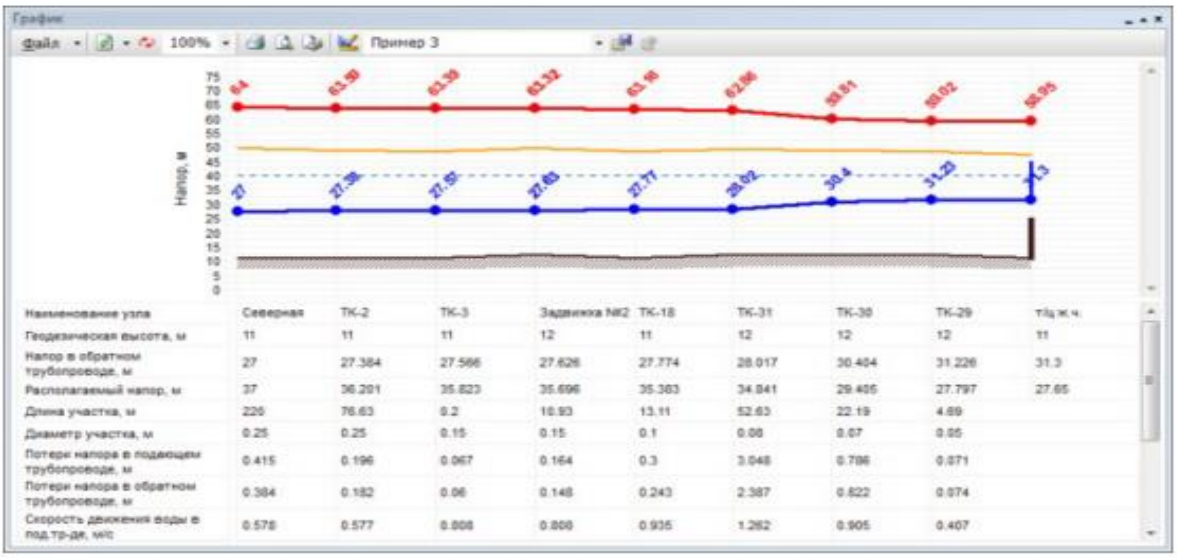


Рисунок 3.2.9.2. Пример пьезометрического графика

Совмещение пьезометрических графиков выполняется в следующем порядке:

- Выполняется построение первого пьезографика.

- Выбирается новый путь для построения второго графика.
- В окне «График» в основном меню выбирается команда «Добавить», после чего новый график совмещается с предыдущим. При этом первый график прорисовывается более тусклым цветом, а второй график более ярким (рис. 3.2.9.3).

Настройка масштабирования графика выполняется путем установки курсора на заголовке окна «График». При этом масштабирование может выполняться вручную, автоматически по оси X и Y или равномерными отсчетами. При масштабировании графика выбирается способ определения длины участка:

- по масштабу с карты или по значению, записанному в поле базы данных по участкам сети.

При ручном масштабировании графика устанавливается маркер на строке «Соблюдать масштаб» и в правом поле вводится требуемый масштаб. Параметры отображения фона и сетки графика задаются установкой курсора в подменю «Фон и сетка».

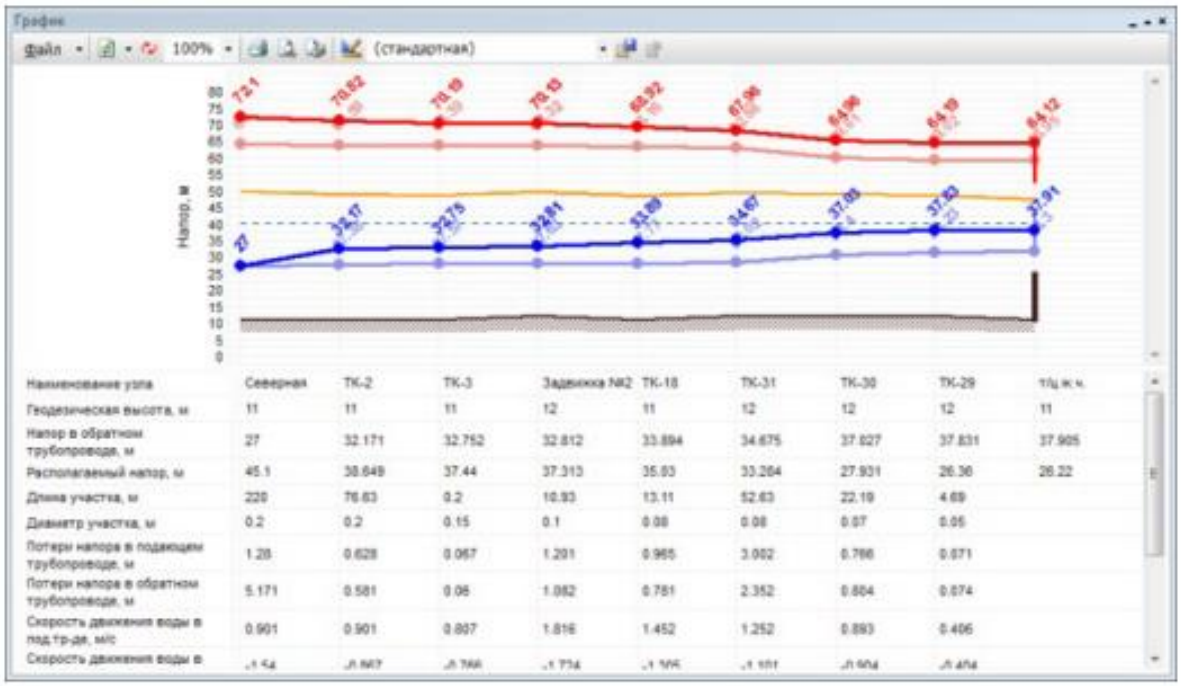


Рисунок 3.2.9.3. Совмещение пьезометрических графиков

Аналогично выполняется настройка изображения «Кривых», а также вывода численных значений в табличную часть пьезометрического графика. Возможен экспорт графических и табличных форм вывода результатов расчета в приложения MSOffice.

Книга 4 .Перспективные балансы тепловой мощности потребителей и источников тепловой энергии

4.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия теплоисточников с определением резерва, представлены в **таблице 4.1.1**.

4.2 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии.

На всех источниках тепловой энергии имеется по одному магистральному выводу. Баланс его тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки приведен в главе 4 пункте 4.1.

Таблица 4.1.1 — Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки в городском округе городе Лыткарино

Наименование показателя	**Ед. изм.**	**Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)**						
	год	**2017**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2027**	**2034**
Котельная №1								
Установленная мощность	Гкал/час	100	150	150	150	150	150	150
Располагаемая мощность	Гкал/час	100	150	150	150	150	150	150
Собственные нужды	Гкал/час	0,89	1,335	1,335	1,335	1,335	1,335	1,335
то же в %	%	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	99,11	148,67	148,67	148,67	148,67	148,67	148,67
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02
то же в %	%	7,083	4,722	4,722	4,722	4,722	4,722	4,722
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	108,12	108,12	108,12	108,12	127,24	133	133
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	**-16,03**	**33,53**	**33,53**	**33,53**	**14,41**	**8,65**	**8,65**
	%	**-16,17**	**22,55**	**22,55**	**22,55**	**9,69**	**5,82**	**5,82**

Котельная №2 «Очистные сооружения»								
Установленная мощность	Гкал/час	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1	1
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1	1
Собственные нужды	Гкал/час	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,032	0,032
то же в %	%	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	0,968	0,968
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
то же в %	%	31,29	31,29	31,29	31,29	31,29	41,31	41,31
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,4547	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	**0,82**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,44**	**0,44**
	%	**62,4**	**56,7**	**56,7**	**56,7**	**56,7**	**43,8**	**43,8**

Котельная №3 «Кормоцех»								
Установленная мощность	Гкал/час	4,8	4,8	4,8	4,8	1,5	1,5	1,5
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,8	4,8	4,8	4,8	1,5	1,5	1,5
Собственные нужды	Гкал/час	0,051	0,051	0,051	0,051	0,016	0,016	0,016
то же в %	%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	4,75	4,75	4,75	4,75	1,48	1,48	1,48
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
то же в %	%	8,84	8,84	8,84	8,84	28,30	28,30	28,30
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,41	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	**1,92**	**3,49**	**3,49**	**3,49**	**0,22**	**0,22**	**0,22**
	%	**40,42**	**73,47**	**73,47**	**73,47**	**14,86**	**14,86**	**14,86**

Котельная №4 «Промзона»								
Установленная мощность	Гкал/час	3,6	3,6	3,6	2,4	2,4	2,4	2,4
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,6	3,6	3,6	2,4	2,4	2,4	2,4
Собственные нужды	Гкал/час	0,049	0,049	0,049	0,032	0,032	0,032	0,032
то же в %	%	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,55	3,55	3,55	2,37	2,37	2,37	2,37
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
то же в %	%	17,32	17,32	17,32	25,98	25,98	25,98	25,98
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,5863	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	**1,34**	**1,22**	**1,22**	**0,04**	**0,04**	**0,04**	**0,04**
	%	**37,85**	**34,37**	**34,37**	**1,69**	**1,69**	**1,69**	**1,69**

Котельная №5 «ЗИЛ»								
Установленная мощность	Гкал/час	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2	2
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2	2
Собственные нужды	Гкал/час	0,0658	0,0658	0,0658	0,0658	0,0658	0,0548	0,0548
то же в %	%	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,3884	2,3895	2,3895	2,3895	2,3895	1,9713	1,9713
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
то же в %	%	23,87	23,85	23,85	23,85	23,85	28,92	28,92
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,12	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	**0,70**	**0,83**	**0,83**	**0,83**	**0,83**	**0,41**	**0,41**
	%	**29,24**	**34,71**	**34,71**	**34,71**	**34,71**	**20,86**	**20,86**

Котельная ОАО «ЛЗОС»								
Установленная мощность	Гкал/час	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6
Располагаемая мощность	Гкал/час	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6
Собственные нужды	Гкал/час	0,407	0,407	0,407	0,407	0,501	0,501	0,501
то же в %	%	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
Тепловая мощ-ность нетто	Гкал/час	111,409	111,409	111,409	111,409	111,365	111,365	111,365
Потери в тепло-вых сетях	Гкал/час	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
то же в %	%	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	27,12	27,12	27,12	27,12	33,37	33,37	33,37
Резерв("+")/ Де-фицит("-")	Гкал/час	**74,48**	**74,48**	**74,48**	**74,48**	**68,19**	**68,19**	**68,19**
	%	**66,85**	**66,85**	**66,85**	**66,85**	**61,23**	**61,23**	**61,23**

Котельная ООО «ТЕКС»								
Установленная мощность	Гкал/час	4,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Собственные нужды	Гкал/час	0,783	1,305	1,305	1,305	1,305	1,305	1,305
то же в %	%	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,717	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174
то же в %	%	4,68	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	5,07	5,07	5,07	5,07	5,07	5,07	5,07
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	**-1,527**	**0,96**	**0,96**	**0,96**	**0,96**	**0,96**	**0,96**
	%	**-41,08**	**15,42**	**15,42**	**15,42**	**15,42**	**15,42**	**15,42**

Котельная НИЦ ЦИАМ								
Установленная мощность	Гкал/час	74,65	74,65	74,65	74,65	74,65	74,65	74,65
Располагаемая мощность	Гкал/час	74,65	74,65	74,65	74,65	74,65	74,65	74,65
Собственные нужды	Гкал/час	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
то же в %	%	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	74,28	74,28	74,28	74,28	74,28	74,28	74,28
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
то же в %	%	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	15,58	15,58	15,58	15,58	15,58	15,58	15,58
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	**56,06**	**56,06**	**56,06**	**56,06**	**56,06**	**56,06**	**56,06**
	%	**75,47**	**75,47**	**75,47**	**75,47**	**75,47**	**75,47**	**75,47**

Котельная №6								
Установленная мощность	Гкал/час						25	25
Располагаемая мощность	Гкал/час						25	25
Собственные нужды	Гкал/час						0,321	0,321
то же в %	%						**1,5**	**1,5**
Тепловая мощность нетто	Гкал/час						24,679	24,679
Потери в тепловых сетях	Гкал/час						1,11	1,11
то же в %	%						**5,261**	**5,261**
Присоединенная нагрузка	Гкал/час						21,1	21,1
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час						**2,47**	**2,47**
	%						**10,0**	**10,0**

4.3 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии

Существующие и перспективные значения *установленной* тепловой мощности основного оборудования котельных (источников тепловой энергии в соответствии с планом развития Схемы теплоснабжения) представлены в **таблице 4.3.1**.

Таблица 4.3.1 ─ Существующие и перспективные значения *установленной* тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии в городском округе городе Лыткарино

Источник	Установленная мощность, Гкал/час			
	2017	**2022**	**2027**	**2034**
Котельная №1	100,00	150,00	150,00	150,00
Котельная №2 «Очистные сооружения»	1,32	1,20	1,00	1,00
Котельная №3 «Кормоцех»	4,80	1,50	1,50	1,50
Котельная №4 «Промзона»	3,60	2,40	2,40	2,40
Котельная №5 «ЗИЛ»	2,40	2,40	2,00	2,00
Котельная ОАО «ЛЗОС»	111,60	111,60	111,60	111,60
Котельная ООО «ТЕКС»	4,50	7,50	7,50	7,50
Котельная НИЦ ЦИАМ	74,65	74,65	74,65	74,65
Всего по существ. котельным	**302,87**	**351,25**	**350,65**	**350,65**
Новые теплоисточники				
Котельная №6Н			25,00	25,00
Всего по новым котельным	**0,00**	**0,00**	**25,00**	**25,00**
ИТОГО	**302,87**	**351,25**	**375,65**	**375,65**

4.4 Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

Перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности могут быть связаны с *лимитом природного газа*.

К концу расчетного периода при замене основного оборудования и реконструкции котельных обеспечивается резерв на всех источниках тепловой энергии.

Параметры *располагаемой* мощности котельных г.о.г. Лыткарино представлены в **таблице 4.4.1**.

Таблица 4.4.1 — Перспективные значения *располагаемой* тепловой мощности котельных г.о.г. Лыткарино

Источник	2017	2022	2027	2034
	Располагаемая мощность, Гкал/час	**Располагаемая мощность, Гкал/час**	**Располагаемая мощность, Гкал/час**	**Располагаемая мощность, Гкал/час**
Котельная №1	100,00	150,00	150,00	150,00
Котельная №2 «Очистные сооружения»	1,32	1,32	1,32	1,32
Котельная №3 «Кормоцех»	4,80	1,50	1,50	1,50
Котельная №4 «Промзона»	3,60	2,40	2,40	2,40
Котельная №5 «ЗИЛ»	2,40	2,40	2,00	2,00
Котельная ОАО «ЛЗОС»	111,60	111,60	111,60	111,60
Котельная ООО «ТЕКС»	4,50	7,50	7,50	4,50
Котельная НИЦ ЦИАМ	74,65	74,65	74,65	74,65
Котельная №6Н			25,00	25,00

4.5 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии

Существующие затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии показаны в **таблице 4.5.1** (см. табл. 1.2.4.1, п. 1.2.4).

Таблица 4.5.1 — Существующие затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии котельных г.о.г. Лыткарино

Котельная	Адрес котельной	Располагаемая мощность по РК	Расход тепла на собственные и хоз. нужды		Тепловая мощность котельной, нетто
		Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч
МП «Лыткаринская теплосеть»					
1	Котельная №1	100	0,890	0,89	99,11
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	1,32	0,042	3,16	1,28
3	Котельная №3 «Кормоцех»	4,8	0,051	1,06	4,75
4	Котельная №4 «Промзона»	3,6	0,049	1,35	3,55
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	2,4	0,025	1,06	2,37
Итого по МП «Лыткаринская теплосеть»		**112,12**	**1,054**	**0,94**	**111,066**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	111,16	0,191	0,7	110,969
7	Котельная ООО «ТЕКС»	4,5	0,783	17,4	3,717
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	74,65	0,37	2,34	74,28
ВСЕГО по г.о.г. Лыткарино		**302,43**	**2,4**	**0,8**	**300,03**

Перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии показаны в **таблице 4.5.2.**

Таблица 4.5.2 – Перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии котельных в г.о.г. Лыткарино

№	Источник	Перспективная располагаемая мощность, Гкал/час	Расход тепловой энергии на собственные нужды и хоз. нужды, Гкал/час	Тепловая мощность котельной, нетто, Гкал/час	Расход тепловой энергии на собственные нужды и хоз. нужды, %
Существующие источники					
1	Котельная №1	150	1,335	148,665	0,89
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	1	0,032	0,968	3,16
3	Котельная №3 «Кормоцех»	1,5	0,016	1,484	1,06
4	Котельная №4 «Промзона»	2,4	0,032	2,368	1,35
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	2	0,021	1,979	1,06
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	111,16	0,778	110,382	0,70
7	Котельная ООО «ТЕКС»	7,5	1,305	6,2	17,4
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	74,65	1,747	72,903	2,34
Всего		**350,21**	**5,266**	**344,944**	**1,5**
Перспективные источники					
1	Котельная №6	25	0,321	24,679	1,284
ВСЕГО по г.о.г. Лыткарино		**375,21**	**5,587**	**369,623**	**1,49**

4.6 Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто

«Тепловая мощность нетто теплоисточника» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Существующая тепловая мощность *нетто* котельных г.о.г. Лыткарино составляет – **300,03** Гкал/час (см. **табл. 2.4.3**.).

После проведения мероприятий перспективная тепловая мощность *нетто* г.о.г. Лыткарино составит – **369,623** Гкал/час.

Перспективная тепловая мощность *нетто* **новых** источников тепловой энергии в г.о.г. Лыткарино составит – **24,68** Гкал/час.

Таблица 110 ─ Перспективная тепловая мощность источников тепловой энергии нетто котельных (план развития Схем теплоснабжения) в г.о.г. Лыткарино

№	Источник	Существующая располагаемая мощность, Гкал/час	Перспективная располагаемая мощность, Гкал/час	Расход тепловой энергии на собственные нужды и хоз. нужды, Гкал/час	Тепловая мощность котельной, нетто, Гкал/час
Существующие источники					
1	Котельная №1	100	150	1,335	148,665
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	1,32	1	0,032	0,968
3	Котельная №3 «Кормоцех»	4,8	1,5	0,016	1,484
4	Котельная №4 «Промзона»	3,6	2,4	0,032	2,368
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	2,4	2	0,021	1,979
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	111,16	111,6	0,778	110,382
7	Котельная ООО «ТЕКС»	4,5	7,5	1,305	6,2
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	74,65	74,65	1,747	72,903
	Всего	**302,43**	**350,21**	**5,266**	**344,944**
Перспективные источники					
1	Котельная №6		25	0,321	24,679
ВСЕГО по г.о.г. Лыткарино			**375,21**	**5,587**	**369,623**

4.7 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь

Существующие и перспективные тепловые потери в тепловых сетях согласно представленной теплоснабжающей организацией информацией и экспертной оценке представлены в **таблице 4.7.1**.

Таблица 4.7.1 ─ Существующие и перспективные потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям в г.о.г. Лыткарино

№	Источник	Существующие тепловые потери в сетях, %	Существующие тепловые потери в сетях, Гкал/час	Перспективные тепловые потери в сетях, %	Перспективные тепловые потери в сетях, Гкал/час
Существующие источники					
1	Котельная №1	7,08	7,02	4,72	7,02
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	31,45	0,40	41,51	0,40
3	Котельная №3 «Кормоцех»	8,81	0,42	28,19	0,42
4	Котельная №4 «Промзона»	17,32	0,62	25,98	0,62
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	24,14	0,57	28,97	0,57
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	8,84	9,81	8,89	9,81
7	Котельная ООО «ТЕКС»	4,68	0,174	2,81	0,174
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	3,56	2,64	3,63	2,64
	Всего	**13,235**	**21,654**	**18,0875**	**21,654**
Перспективные источники					
1	Котельная №6			5,261	1,11
	Всего	**13,235**	**21,654**	**18,67**	**22,764**

4.8 Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности

Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности по котельных г.о.г. Лыткарино показан в **таблице 4.8.1**.

Баланс мощности (2034г.) составлен при нормативных значениях тепловых потерь и теплоносителя в тепловых сетях.

Таблица 4.8.1 ─ Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Источник	2017			2022			2027			2034		
	Располагаемая мощность, Гкал/час	**Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час**	**Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности нетто, Гкал**	**Располагаемая мощность, Гкал/час**	**Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час**	**Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности нетто, Гкал**	**Располагаемая мощность, Гкал/час**	**Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час**	**Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности нетто, Гкал**	**Располагаемая мощность, Гкал/час**	**Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/час**	**Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности нетто, Гкал**
Котельная №1	100	108,12	-16,03	150	127,24	14,41	150	133	8,65	150	133	8,65
Котельная №2 «Очистные сооружения»	1,32	0,45	0,42	1,32	0,53	0,35	1	0,53	0,04	1	0,53	0,04
Котельная №3 «Кормоцех»	4,8	2,41	1,92	1,32	0,84	0,22	1,5	0,84	0,22	1,5	0,84	0,22
Котельная №4 «Промзона»	3,6	1,59	1,34	2,4	1,71	0,04	2,4	1,71	0,04	2,4	1,71	0,04
Котельная №5 «ЗИЛ»	2,4	1,12	0,70	2,4	0,99	0,83	2	0,99	0,41	2	0,99	0,41
Котельная ОАО «ЛЗОС»	111,6	27,12	74,48	85,1	33,37	68,19	85,1	33,4	68,19	85,1	33,4	68,19
Котельная ООО «ТЕКС»	4,5	5,07	-1,527	7,5	2,61	0,956	7,5	2,61	0,956	7,5	2,61	0,956
Котельная НИЦ ЦИАМ	74,65	15,58	56,06	74,65	15,58	56,06	74,65	15,58	56,06	74,65	15,58	56,06
Котельная №6Н	-	-	-	-	-	-	25	21,1	2,47	25	21,1	2,47

4.9 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода. Анализ возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети по каждому магистральному выводу

Гидравлический расчет выполнен с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей. Расчет выполнен в программном комплексе ZuluThermo для каждой котельной в течение всего рассматриваемого расчетного срока. При этом оптимальный гидравлический режим может быть обеспечен при условии наладки тепловой сети. Гидравлический режим представлен в электронной модели системы теплоснабжения г.о.г. Лыткарино.

Пропускная способность тепловых сетей позволяет обеспечить всех существующих потребителей тепловой энергии.

Тепловые нагрузки потребителей городского округа город Лыткарино по теплоисточникам на 2034г. показаны в **таблице 4.8.1**.

4.10 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

В настоящее время есть дефицит тепловой мощности на котельной №1.

К концу расчетного периода при замене основного оборудования и реконструкции котельных обеспечивается резерв на всех источниках тепловой энергии.

Книга 5. Мастер-план схемы теплоснабжения

5.1 Анализ перспективных зон нового строительства

Вводимая жилая площадь в течении 2017-2034 годов, требующая централизованное теплоснабжение, составит 986,3 тыс. кв. м.

Общий прирост тепловой нагрузки на 2034 год жилого фонда и объектов соцкультбыта составит **50,7** Гкал/час (ОВ ─ 47,8 Гкал/час; ГВС ─ 2,91 Гкал/час).

Согласно генерального плана городского округа город Лыткарино планируется:

- новое многоэтажное жилищное строительство на свободных территориях в долине Москва-реки между ул. Колхозной и автодорогой МКАД-Дзержинский –Лыткарино, микрорайон № 4, № 4а, № 6;
- новое многоэтажное жилищное строительство по ул. Степана Степанова, на пересечение ул. Спортивной и ул. Парковой;
- новое многоэтажное жилищное строительство по ул. Набережная;
- новое среднеэтажное жилищное строительство, микрорайоны № 4, № 4а, Детский городок «ЗиЛ»
- новое малоэтажное жилищное строительство, микрорайоны № 4, № 4а, № 6 и Детский городок «ЗиЛ»;
- реконструкция жилой застройки, микрорайоны №1, № 2 , № 6 и Детский городок «ЗиЛ».

Суммарная нагрузка централизованного теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино на расчетный срок составит **212,19** Гкал/ч.

5.2 Определение возможности подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности) к источникам тепловой мощности

В настоящее время централизованное теплоснабжение г.о.г. Лыткарино осуществляется от восьми источников.

В настоящий момент не имеется возможности подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности) к существующим котельным г.о.г. Лыткарино.

5.3 Анализ предложений по выводу из эксплуатации котельных, расположенных в зоне действия источников тепловой энергии и переводу тепловой нагрузки от этих котельных на ТЭЦ

В настоящее время в г.о.г. Лыткарино нет ТЭЦ.

5.4 Анализ предложений по строительству, реконструкции и модернизации системы теплоснабжения

При разработке плана развития схемы теплоснабжения г.о.г. Лыткарино определяющим критерием является надежное, качественное и экономически эффективное энергоснабжение потребителей.

Для достижения поставленных задач предлагается:

1) В связи с *приростом* объёма потребления тепловой энергии жилым и общественным фондом, а также строительством объектов социально-культурного, административного, коммунально-бытового и общественно-делового обслуживания населения:

- **Ввод в работу котла ПТВМ-50 №3** с увеличением располагаемой мощности котельной №1 до 150,0 Гкал/час в 2019 году;
- строительство **новой котельной** *«Котельная №6»* общей мощностью 25,0 Гкал/час в 2023-2027 гг.;

2) Реконструкция существующих теплоисточников в связи с выработкой ресурса:

- замена натрий-катионитовых фильтров 2 шт. в системе хим. подготовки воды в Котельной №1 в 2019 г – 1000мм;
- реконструкция котельной ОАО «ЛЗОС» **с капитальным ремонтом котлов ПТВМ-50** в 2019-20 гг;
- реконструкция котельной №4 «Промзона» **с заменой котлов ЗИО-60 на современные** в 2021 г. с новой мощностью 2,4 Гкал/час;
- реконструкция котельной №3 «Кормоцех» **с заменой котлов ЗИО-60 на современные** в 2022 г. с новой мощностью 1,5 Гкал/час;
- реконструкция котельной №5 «ЗИЛ» **с заменой котлов НР-18 на современные** в 2023 г. с новой мощностью 2,0 Гкал/час;
- реконструкция котельной №2 «Очистные сооружения» **с заменой котлов Е 1/9 на современные** в 2024 г. с новой мощностью 1,0 Гкал/час;

3) Реконструкция и модернизация существующих тепловых сетей:

- Кап. Ремонт теплотрассы от ТК-322 до ТК-324 квартал 9 ул. Парковая в 2019г. – 282 м;
- Кап. Ремонт теплотрассы и ГВС от ЦТП-10А до ТК-347 ул. Набережная г. Лыткарино «ЗИЛ» городок в 2019 г. – 366 м;
- Кап. Ремонт теплотрассы и ГВС от ж/д №13 до ж/д №13 А Квартал 3-А г. Лыткарино ул. Набережная в 2019 г. – 46 м;
- Замена теплотрассы от ТК340 до ТК-342 квартал 9 ул. Парковая в 2019 г. – 252 м;
- Замена теплотрассы и ГВС от ТК-3 до ж/д 37; от ТК-4 до ж/д 38 и от ТК-3 до ТК-4 "ЗИЛ" Городок в 2019 г. – 362 м;

- Замена теплотрассы от ДОУ-14 до ж/д 9 ул. Спортивная г. Лыткарино в 2019 г. – 134 м;
- Замена теплотрассы от ТК-59 с ответвлением на ж.дом 6/14 ул. Советская и ж/д 3/5 ул. Первомайская в 2020 г. – 230 м;
- Замена теплотрассы и ГВС от ТК-26 до ТК-27 с ответвлением на ж/д 3 и ж/д 4 квартал 3-а в 2020 г. – 206 м;
- Замена теплотрассы и ГВС от ЦТП-8 до ж.дома 2 ул. Колхозная в 2020 г. – 292 м;
- Капитальный ремонт теплотрассы от ТК-422 с ответвлением на ж/д 59; 58; 56; 54; 55 ул. Коммунистическая и ж/д 24 ул. Ухтомского в 2020 г. – 644 м;
- Капитальный ремонт теплотрассы от ТК-28 до ТК-31 квартал 3-а в 2020 г. –208 м;
- Капитальный ремонт теплотрассы и ГВС от ЦТП-19 до ж/д 25 и 23 с заменой воздушной теплотрассы и ГВС до отпуска у УП ул. Ленина в 2020 г. –1002 м;
- Замена теплотрассы от ТК-61 до ж/д 3/5 ул. Первомайская в 2020 г. – 94 м;
- Замена теплотрассы от ТК-375 до ж/д 22 ул. Набережная квартал 10 в 2020 г. – 56 м;
- Замена теплотрассы от ТК-361 с ответвлением на ж/д 8; 10 и КНС ул. Набережная в 2020 г. – 307 м;
- Замена теплотрассы от ТК-64 с ответвлением на ж/д 13 ул. Советская и ж/д 12; 10; и 8 ул. Пионерская в 2020 г. – 432 м;
- Замена теплотрассы и ГВС от ТК-212 до ТК-220 с ответвлением на ж/д 12 квартал 2 в 2021 г. – 196 м;
- Замена теплотрассы от ТК-12 до ТК-25 квартал 3-А в 2021 г. – 316 м;
- Замена теплотрассы от ТК-5Б с ответвлением на ж/д 6; 4; 2 ул. Спортивная в 2021 г. – 316 м;
- Капитальный ремонт теплотрассы от ТК-345 до ТК-352 квартал 10 в 2021 г. – 227 м;
- Капитальный ремонт теплотрассы от ТК-4 на "Колледж" и ж/д 12 ул. Спортивная в 2021 г. – 346 м;
- Капитальный ремонт теплотрассы и ГВС от школы №2 до ДОУ-6 ул. Пионерская в 2021 г. – 213 м;
- Капитальный ремонт теплотрассы от ДОУ-4 до мед. Центра "Медартис" (Авангард) ул. Пионерская в 2021 г. – 245 м;
- Замена теплотрассы от ж/д 12"А" до ж/д 12 ул. Набережная кв.10 в 2021 г. – 282 м;
- Замена теплотрассы от ТК-65 до магазина "Импульс" ул. Ленина в 2021 г. – 212 м;
- Замена теплотрассы от ТК-167 до ТК-412 ул. Коммунистическая в 2021 г. – 175 м;

- Замена теплотрассы и ГВС от ЦТП-19"А" до ТСЖ "Мечта" ул. Коммунистическая в 2021 г. – 306 м;

4) Замена существующих тепловых сетей (*год ввода в эксплуатацию – до 1991 г.*) **— 9 450** метров в двухтрубном исчислении:

- в период с 2023 г. по 2027 г. — по 1,89 км/год.

5) Замена существующих тепловых сетей *(год ввода в эксплуатацию – до 2001 гг.*) **— 9 900** метров в двухтрубном исчислении (отопление + ГВС):

- в период с 2028 г. по 2034 г. — по 1,65 км/год.

5.5 Анализ предложений по строительству новых источников тепловой энергии

Планом развития схемы теплоснабжения предусматривается строительство новой котельной №6Н мощностью 25 Гкал/час.

5.6 Анализ предложений по температурному графику для систем теплоснабжения

Существующие температурные графики качественного регулирования соответствует СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» при отпуске тепла от источников тепловой энергии систем централизованного теплоснабжения населенных и в корректировке не нуждаются.

Для нового источника теплоснабжения г.о.г. Лыткарино предлагается температурный график качественного регулирования тепловой нагрузки — 105/70°С.

5.7 Анализ предложений по переводу открытых систем ГВС потребителей на закрытые

В г.о.г. Лыткарино применяются закрытые системы теплоснабжения.

5.8 Анализ предложений по распределению тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии и организации гидравлических режимов в тепловых сетях от источников тепловой энергии и ЦТП

Ввиду отсутствия возможности по распределению тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, вопрос не рассматривается.

5.9 Анализ предложений по реконструкции систем потребителей тепловой энергии, вызванных изменениями теплогидравлического режима внешних систем теплоснабжения и переводом на ГВС по закрытой схеме

В г.о.г. Лыткарино применяются закрытые системы теплоснабжения.

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

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии пунктом 10 и пунктом 41 «Требований к схемам теплоснабжения». Сводный график предложенных проектов представлен в **таблице 6.1.1**.

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

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таблица 6.1.1 ─ График реализации предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в г.о.г. Лыткарино

Инвестиционные проекты	Ед. изм.	Всего	2018	2019	2020	2021	2022	2027	2034
строительство, реконструкция и техническое перевооружение									
Котельная №1	Гкал/ч	**150,0**		СТР					
Котельная №2 «Очистные сооружения»	Гкал/ч	**1,0**						РЕК	
Котельная №3 «Кормоцех»	Гкал/ч	**1,5**					РЕК		
Котельная №4 «Промзона»	Гкал/ч	**2,4**				РЕК			
Котельная №5 «ЗИЛ»	Гкал/ч	**2,0**						РЕК	
Котельная ОАО «ЛЗОС»	Гкал/ч	**111,6**		РЕК	РЕК				
Котельная ООО «ТЕКС»	Гкал/ч	**4,5**		РЕК					
Котельная НИЦ ЦИАМ	Гкал/ч	**74,7**							
Котельная №6Н	Гкал/ч	**25,0**						СТР	

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию

государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует при-

менять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95°С и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

6.2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

В зонах перспективных нагрузок на перспективу до 2034года *строительство* источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных нагрузок *не предусмотрено*.

6.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения приростов тепловых нагрузок в рамках Схемы теплоснабжения не предусмотрена.

6.4. Обоснование предложений по переводу котельных в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Реконструкция котельных для выработки электрической энергии в комбинированном цикле на базе существующих котельных в рамках Схемы теплоснабжения не предусмотрена.

6.5. Обоснование предложений по расширению зон действия существующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Расширение зон действия существующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией в рамках Схемы теплоснабжения не предусмотрено.

6.6. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Перевод в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в рамках Схемы теплоснабжения не предусмотрен.

6.7. Определение для ТЭЦ максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления

Ввиду отсутствия в настоящее время источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, вопрос не рассматривается.

6.8. Определение для ТЭЦ перспективных режимов загрузки по присоединенной тепловой нагрузке

Ввиду отсутствия в настоящее время источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, вопрос не рассматривается.

6.9. Обоснование предложений по реконструкции котельных, направленных на увеличение зоны их действия с включением в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

В рассматриваемом муниципальном образовании данный вопрос не рассматривается.

6.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

В рассматриваемом муниципальном образовании данный вопрос не рассматривается.

6.11. 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.

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей.

На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла на природном газе, а также посредствам печного отопления. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется.

6.12. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского поселения

Источники тепловой энергии на территории производственных зон используются исключительно для технологических и иных нужд самой производственной зоны.

На расчетный срок до 2034года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется. Обеспечение тепловой энергией промышленных потребителей, расположенных на территории г.о.г. Лыткарино, предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.

6.13. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского поселения и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии. Решение о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Обоснованность перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения определяется расчетами приростов тепловых нагрузок и определением на их основе перспективных нагрузок по периодам, определенным техническим заданием на разработку схемы теплоснабжения.

Перспективные режимы загрузки источников определены согласно Сценарию перспективного развития, заложенному в Генеральном плане и скорректированному в рамках Схемы теплоснабжения.

Перспективные балансы представлены в **Книге 4** «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» и **Книге 8** «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок».

6.14. 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

Согласно п. 30, г. 2, ФЗ №190 от 27.07.2010 г.:

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии

в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемой для зоны действия каждого источника тепловой энергии.

В настоящее время Федеральный закон №190 «О теплоснабжении» ввел понятие «радиус эффективного теплоснабжения» без указания на конкретную методику его расчета.

Методикаопределения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Для расчета радиусов эффективного теплоснабжения в нашем случае воспользуемся методикой, изложенной в журнале «Новости теплоснабжения» №8 за 2012 г. (авторы – Д.А. Волков, Ю.В.Кожарин.«К вопросу определения радиуса эффективного теплоснабжения). Согласно этой методике для определения максимального радиуса подключения новых потребителей к существующей тепловой сети согласно вначале для подключаемой нагрузки при задаваемой величине удельного падения давления 5 кгс/(м^2*м) определяется необходимый диаметр трубопровода. Далее для этого трубопровода определяются годовые тепловые потери (или мощность потерь). *Принимается*, что эффективность теплопровода с точки зрения тепловых потерь, равной величине 5% от годового отпуска тепла к подключаемому потребителю.допустимый для данной сети уровень тепловых потерь (в процентах от годового отпуска тепла к подключемому потребителю). Далее по расчету норматива годовых потерь на 100 м длины трубопровода и допустимому уровню потерь (в Гкал/год) по формуле (1) определяем радиус теплоснабжения:

$$L = \frac{Q_{пот} \cdot 100}{Q_{100}} \qquad (1)$$

где $Q_{пот}$ – годовые тепловые потери подключаемого трубопровода,

Q_{100} – нормативные годовые потери трубопровода на 100 м длины.

В **таблице 6.14.1** приведены расчеты по определению эффективного радиуса теплоснабжения для вновь присоединяемых потребителей.

Таблица 6.14.1 ─ Расчет эффективного радиуса теплоснабжения

D, мм	G, т/ч	Q^{di}, Гкал/час	$Q^{di}_{год}$, Гкал/год	$Q^{di}_{пот}$, Гкал/год	Допустимая длина		
					Канальная прокладка	Беска-нальная прокладка	Надзем ная про-про-кладка
57	2,642	0,066	196,826	9,841	33,86	26,17	21,57
76	6,142	0,154	457,572	22,879	66,47	49,55	42,1
89	9,052	0,226	674,364	33,718	92,77	68,46	58,9
108	15,835	0,396	1179,690	58,984	149,61	108,56	95,45
133	28,596	0,715	2130,370	106,518	226,47	169,53	150,74
159	46,312	1,158	3450,192	172,510	349,89	242,66	227,46
219	108,365	2,709	8073,071	403,654	634,54	442,36	429,92
273	195,558	4,889	14568,851	728,443	942,33	662,29	651,04
325	311,131	7,778	23178,909	1158,945	1285,56	897,66	843,69
377	461,444	11,536	34377,059	1718,853	1635,15	1155,96	1068,58
426	645,685	16,142	48102,806	2405,140	2020,48	1426,34	1341,84
480	915,117	22,878	68175,187	3408,759	2499,71	1786,18	1685,01
530	1183,348	29,584	88158,095	4407,905	2876,2	2062,39	1961,97
630	1869,289	46,732	139259,928	6962,996	3680,41	2674,44	2555,3
720	2657,148	66,429	197954,537	9897,727	4400,03	3241,13	3109,1
820	3768,085	94,202	280718,093	14035,905	5228,25	3901,1	3807,35
920	5097,105	127,428	379728,588	18986,429	6034,18	4554,55	4475,33
1020	6681,279	167,032	497747,769	24887,388	10956,04	10281,27	9973,52

Примечание:

- G, т/ч – расход воды при задаваемой величине удельного падения давления 5 кгс/(м^2*м);
- Q^{di}, Гкал/час – подключаемая нагрузка при задаваемой величине удельного падения давления 5 кгс/(м^2*м);
- $Q^{di}_{год}$, Гкал/год – годовой отпуск тепла к подключаемому потребителю;
- $Q^{di}_{пот}$, Гкал/год – тепловые потери, равные величине 5% от годового отпуска тепла к подключаемому потребителю.

Применительно к существующим сетям теплоснабжения результаты представлены в **таблице 6.14.2**.

Таблица 6.14.2 ─ Расчет радиуса эффективного теплоснабжения котельныхгородского округа город Лыткарино

Котельная	Адрес котельной	Расстояние источника до наиболее удаленного потребителя, км	Эффективный радиус теплоснабжения, км
г.о.г. Лыткарино			
1	Котельная №1	2,9	5,30
2	**Котельная №2 «Очистные сооружения»**	**0,4**	**0,06**
3	**Котельная №3 «Кормоцех»**	**0,5**	**0,08**
4	Котельная №4 «Промзона»	0,5	0,51
5	**Котельная №5 «ЗИЛ»**	**0,5**	**0,30**
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	2,2	2,70
7	Котельная ООО «ТЕКС»	0,24	0,60
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	1,8	1,95

Примечание: Расчет произведён при существующей присоединённой нагрузке и проектных температурных графиках отпуска тепла с котельных.

Выводы:

1) Согласно этим данным потребители тепловой энергии **трех** котельных **не находятся** в зонах эффективного теплоснабжения.
2) Однако следует учесть, что указанные системы теплоснабжения уже сложились на данный момент, анализ технико-экономических показателей свидетельствует об отсутствии издержек при эксплуатации в целях удовлетворения спроса на тепловую энергию в существующих зонах их действия.
3) При размещении новых объектов – потребителей тепловой энергии следует учитывать, чтобы точки размещения новых тепловых нагрузок находились в пределах зоны эффективности по расстоянию от источника тепловой энергии с учетом точки подключения к магистрали и диаметра подключающего трубопровода.

6.15. Обоснование предложений по строительству новых котельных для покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью

Планом развития схемы теплоснабжения предусматривается строительство новой котельной №6 мощностью 25 Гкал/час.

Книга 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности на расчетный срок, не предусматриваются в связи с отсутствием дефицита тепловой мощности у источников, а также в связи с изолированностью систем централизованного теплоснабжения котельных.

7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Для обеспечения прироста тепловой нагрузки по **Плану** развития Схемы теплоснабжения предусмотрено строительство новых проектируемых сетей:

- в подземном исполнении, бесканальные двухтрубные из стальных труб по ГОСТу 10704-91 в заводской изоляции из **пенополиуретана с защитной пленкой из полиэтилена**.

Строительство новых тепловых сетей диаметром Ду 50 ÷ 350 общей протяжённостью **— 28 000** метра в двухтрубном исполнении, в том числе:

- от котельных г.о.г. Лыткарино к новым потребителям **— 19 560** метров;
- от новых теплоисточников к новым потребителям **— 8 440** метров**.**

7.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Возможность поставки тепловой энергии потребителям от различных источников в рамках данной Схемы теплоснабжения не рассматривается.

7.4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет оптимизации гидравлических потерь и перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Строительство или реконструкция тепловых сетей за счет перевода ко-

тельных в пиковый режим не предусматривается, так как отсутствуют пиковые водогрейные котельные. Повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения обеспечивают мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с окончанием срока службы.

7.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок не предусматривается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса последних.

7.6. Реконструкция 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.

7.7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Для реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, предусмотрена *перекладка магистральных и распределительных тепловых сетей* от котельных г.о.г. Лыткарино:

- в подземном исполнении, бесканальные двух-трубные из стальных труб по ГОСТу 10704-91 в заводской изоляции из **пенополиуретана с защитной пленкой из полиэтилена**.

План развития Схемы теплоснабжения предусматривает:

- замену 3,984 км тепловых сетей (построенных до 1990 г.);
- замену 0,6955 км тепловых сетей (построенных до 1998 г.).

Всего: **4,6795** км тепловых сетей в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция).

7.8. Строительство и реконструкция насосных станций

При проектировании новых и реконструкции действующих тепловых сетей, после выполнения гидравлического расчета, не выявлена необходимость строительства насосных станций.

7.9. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению систем потребления тепловой энергии, вызванные изменениями теплового и (или) гидравлического режимов систем теплоснабжения и (или) изменением схемы присоединения систем ГВС потребителей

В связи с планируемой жилой застройкой в зоне действия системы теплоснабжения котельной № 1 предусмотрен ввод в эксплуатацию котла ПТВМ-50 № 3.

Книга 8. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

8.1. Обоснование объемов максимальной потребности теплоносителя для собственных нужд источников тепловой энергии и для восполнения потерь в тепловых сетях и теплопотребляющих установках потребителей

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

В теплоснабжающих организациях утверждённый расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя отсутствует.

Принцип расчета перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах отражен в **Разделе 6 Книги 1**.

Расчет производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития выполнен согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (пп. 6.16, 6.18).

Расчет дополнительной аварийной подпитки тепловых сетей на новых и реконструируемых котельных предусматривается согласно п. 6.17 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Производительность ВПУ котельных должна быть не меньше расчетного расхода воды на подпитку теплосети.

В соответствии с п. 10 ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»:

С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

С 1 января 2022 года ***использование*** *централизованных* ***открытых систем*** *теплоснабжения (****горячего водоснабжения****) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения,* ***не допускается****.*

Перспективные балансы теплоносителя в тепловых сетях в зависимости от планируемых тепловых нагрузок, принятых температурных графиков и перспективных планов по строительству (реконструкции) тепловых сетей по Этапам до 2034г.представлен в **таблице 8.2.1**.

8.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя для собственных нужд источников тепловой энергии и для восполнения потерь в тепловых сетях и теплопотребляющих утсановках потребителей.

Анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях за отчетный период провести невозможно в связи с отсутствием возможности определить фактические потери теплоносителя в тепловых сетях.

Источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии в городском округе городе Лыткарино отсутствуют.

Таблица 8.2.1 ─ Перспективные балансы теплоносителя в котельных городского округа город Лыткарино в 2022 - 2034г.

Источник	Объем теплоносителя в системе, м3	Объем теплоносителя в присоединенных системах отопления и ГВС, $м^3$	Объем теплоносителя в системе с учетом систем теплопотребления, $м^3$	Расчетный расход воды на подпитку теплосети, т/час	Аварийная подпитка тепловой сети, т/час	Нормативная подпитка тепловой сети, т/час
2022						
Котельная №1	**5 406,0**	3 470,3	8 876,2	66,57	177,52	22,19
Котельная №2 «Очистные сооружения»	**7,4**	15,2	22,6	0,17	0,45	0,06
Котельная №3 «Кормоцех»	**16,8**	19,5	36,3	0,27	0,73	0,09
Котельная №4 «Промзона»	**30,0**	45,4	75,4	0,57	1,51	0,19
Котельная №5 «ЗИЛ»	**27,2**	27,0	54,2	0,41	1,08	0,14
Котельная ОАО «ЛЗОС»	**754,4**	931,2	1 685,6	12,64	33,71	4,21
Котельная ООО «ТЕКС»	**83,9**	125,9	209,8	1,57	4,20	0,52
Котельная НИЦ ЦИАМ	**881,2**	467,5	1 348,8	10,12	26,98	3,37
2027						
Котельная №1	**5 659,2**	3 632,8	9 292,0	69,69	185,84	23,23
Котельная №2 «Очистные сооружения»	**7,4**	15,2	22,6	0,17	0,45	0,06
Котельная №3 «Кормоцех»	**16,8**	19,5	36,3	0,27	0,73	0,09
Котельная №4 «Промзона»	**30,0**	45,4	75,4	0,57	1,51	0,19
Котельная №5 «ЗИЛ»	**27,2**	27,0	54,2	0,41	1,08	0,14
Котельная ОАО «ЛЗОС»	**754,4**	931,2	1 685,6	12,64	33,71	4,21
Котельная ООО «ТЕКС»	**83,9**	125,9	209,8	1,57	4,20	0,52
Котельная НИЦ ЦИАМ	**881,2**	467,5	1 348,8	10,12	26,98	3,37
2034						
Котельная №1	**5 659,2**	3 632,8	9 292,0	69,69	185,84	23,23

Источник	Объем теплоносителя в системе, м3	Объем теплоносителя в присоединенных системах отопления и ГВС, $м^3$	Объем теплоносителя в системе с учетом систем теплопотребления, $м^3$	Расчетный расход воды на подпитку теплосети, т/час	Аварийная подпитка тепловой сети, т/час	Нормативная подпитка тепловой сети, т/час
Котельная №2 «Очистные сооружения»	**7,4**	15,2	22,6	0,17	0,45	0,06
Котельная №3 «Кормоцех»	**16,8**	19,5	36,3	0,27	0,73	0,09
Котельная №4 «Промзона»	**30,0**	45,4	75,4	0,57	1,51	0,19
Котельная №5 «ЗИЛ»	**27,2**	27,0	54,2	0,41	1,08	0,14
Котельная ОАО «ЛЗОС»	**754,4**	931,2	1 685,6	12,64	33,71	4,21
Котельная ООО «ТЕКС»	**83,9**	125,9	209,8	1,57	4,20	0,52
Котельная НИЦ ЦИАМ	**881,2**	467,5	1 348,8	10,12	26,98	3,37
Котельная №6	**421,9**	632,9	1 054,9	7,91	21,10	2,64

Результаты расчетов по определению расчетной производительности ВПУ источников тепловой энергии и аварийной подпитки теплосети сведены в **таблицы 8.5.1**.

Таблица 8.5.1 ─ Требуемая производительность водоподготовительных установок на источниках на 2034год

Источник	Расчетная производительность водоподготовки, $м^3/ч$	Перспективный расчетный расход воды на аварийную подпитку, $м^3/ч$
Котельная №1	69,69	185,84
Котельная №2 «Очистные сооружения»	0,17	0,45
Котельная №3 «Кормоцех»	0,27	0,73
Котельная №4 «Промзона»	0,57	1,51
Котельная №5 «ЗИЛ»	0,41	1,08
Котельная ОАО «ЛЗОС»	12,64	33,71
Котельная ООО «ТЕКС»	1,57	4,20
Котельная НИЦ ЦИАМ	10,12	26,98
Котельная №6	7,91	21,10

8.3. Выводы о достаточности производительности водоподготовительных установок источнков тепловой энергии и мероприятиях, необходимых для обеспечения перспективной потребности теплоносителя

Система водоподготовительных установок обеспечивает фактическую потребность источников тепловой энергии в теплоносителе.

В 2019 г. планируется замена натрий-катионитовых фильтров(2 шт.) в системе хим. подготовки воды в Котельной №1 (1000мм).

Книга 9. Перспективные топливные балансы

9.1. 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 поселения

Потребность в топливе в соответствии с планом развития схемы теплоснабжения в г.о. Лыткарино представлена в **таблицах 9.1.1-9.1.9**.

Определение потребности в топливе производилось из следующих условий:

- *КПД котлов─ 92,0%;*
- *потери на собственные нужды котельных ─ 1,0%;*
- *Потери на транспортировку теплоносителя ─ 5%.*

Удельный расход топлива на полезный отпуск тепловой энергии потребителям при этом составит ─ **165,1** кгут/Гкал.

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 городского округа город Лыткарино приведены в **таблице 9.1.10**.

Таблица 9.1.1 ─ Потребность в топливе котельной №1 по плану развития Схемы теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ). Теплота сгорания - 8150 ккал/м^3									2034год
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									121,093
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									11,906
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									132,999
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	50 530,67	8 857,77	59 388,44	9 805,22	7 165,57	1 256,09	8 421,66
28	февраль	-7,1	44 402,29	8 000,57	52 402,86	8 651,88	6 296,53	1 134,53	7 431,06
31	март	-1,3	37 800,07	8 857,77	46 657,85	7 703,36	5 360,29	1 256,09	6 616,38
23	апрель	6,4	16 856,19	8 572,04	25 428,23	4 198,28	2 390,32	1 215,57	3 605,89
31	май	13		8 857,77	8 857,77	1 462,45	0,00	1 256,09	1 256,09
30	июнь	16,9		8 572,04	8 572,04	1 415,27	0,00	1 215,57	1 215,57
31	июль	18,7		8 857,77	8 857,77	1 462,45	0,00	1 256,09	1 256,09
17	август	16,8		4 857,49	4 857,49	801,99	0,00	688,82	688,82
30	сентябрь	11,1		8 572,04	8 572,04	1 415,27	0,00	1 215,57	1 215,57
31	октябрь	5,2	25 069,48	8 857,77	33 927,25	5 601,50	3 555,01	1 256,09	4 811,10
30	ноябрь	-1,1	36 201,64	8 572,04	44 773,68	7 392,28	5 133,62	1 215,57	6 349,19
31	декабрь	-5,6	46 221,85	8 857,77	55 079,63	9 093,82	6 554,55	1 256,09	7 810,64
205		**Итого**	257 082	100 292,8	**357 375,0**	**59 004**	36 456	14 222	**50 678**

Таблица 9.1.2 ─ Потребность в топливе котельной №2 по плану развития Схемы теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ). Теплота сгорания - 8150 ккал/м^3									2034год
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									0,506
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,029
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									0,535
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	211,14	21,48	232,61	38,40	29,94	3,05	32,99
28	февраль	-7,1	185,53	19,40	204,93	33,83	26,31	2,75	29,06
31	март	-1,3	157,94	21,48	179,42	29,62	22,40	3,05	25,44
23	апрель	6,4	70,43	20,78	91,22	15,06	9,99	2,95	12,93
31	май	13		21,48	21,48	3,55	0,00	3,05	3,05
30	июнь	16,9		20,78	20,78	3,43	0,00	2,95	2,95
31	июль	18,7		21,48	21,48	3,55	0,00	3,05	3,05
17	август	16,8		11,78	11,78	1,94	0,00	1,67	1,67
30	сентябрь	11,1		20,78	20,78	3,43	0,00	2,95	2,95
31	октябрь	5,2	104,75	21,48	126,23	20,84	14,85	3,05	17,90
30	ноябрь	-1,1	151,26	20,78	172,05	28,41	21,45	2,95	24,40
31	декабрь	-5,6	193,13	21,48	214,61	35,43	27,39	3,05	30,43
205		**Итого**	1 074	243,2	**1 317,4**	**217**	152	34	**187**

Таблица 9.1.3 ─ Потребность в топливе котельной №3 по плану развития Схемы теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ). Теплота сгорания - 8150 ккал/м^3									2034год
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									0,651
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,188
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									0,839
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	271,61	139,85	411,47	67,93	38,52	19,83	58,35
28	февраль	-7,1	238,67	126,32	364,99	60,26	33,85	17,91	51,76
31	март	-1,3	203,18	139,85	343,04	56,64	28,81	19,83	48,64
23	апрель	6,4	90,61	135,34	225,95	37,30	12,85	19,19	32,04
31	май	13		139,85	139,85	23,09	0,00	19,83	19,83
30	июнь	16,9		135,34	135,34	22,35	0,00	19,19	19,19
31	июль	18,7		139,85	139,85	23,09	0,00	19,83	19,83
17	август	16,8		76,69	76,69	12,66	0,00	10,88	10,88
30	сентябрь	11,1		135,34	135,34	22,35	0,00	19,19	19,19
31	октябрь	5,2	134,75	139,85	274,61	45,34	19,11	19,83	38,94
30	ноябрь	-1,1	194,59	135,34	329,93	54,47	27,59	19,19	46,79
31	декабрь	-5,6	248,45	139,85	388,31	64,11	35,23	19,83	55,06
205		**Итого**	1 382	1 583,5	**2 965,4**	**490**	196	225	**421**

Таблица 9.1.4 ─ Потребность в топливе котельной №4 по плану развития Схемы теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ). Теплота сгорания - 8150 ккал/м^3									2034год
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									1,514
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,092
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									1,606
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	631,85	68,14	699,99	115,57	89,60	9,66	99,26
28	февраль	-7,1	555,22	61,54	616,76	101,83	78,73	8,73	87,46
31	март	-1,3	472,66	68,14	540,80	89,29	67,03	9,66	76,69
23	апрель	6,4	210,77	65,94	276,71	45,69	29,89	9,35	39,24
31	май	13		68,14	68,14	11,25	0,00	9,66	9,66
30	июнь	16,9		65,94	65,94	10,89	0,00	9,35	9,35
31	июль	18,7		68,14	68,14	11,25	0,00	9,66	9,66
17	август	16,8		37,37	37,37	6,17	0,00	5,30	5,30
30	сентябрь	11,1		65,94	65,94	10,89	0,00	9,35	9,35
31	октябрь	5,2	313,48	68,14	381,61	63,01	44,45	9,66	54,12
30	ноябрь	-1,1	452,67	65,94	518,61	85,62	64,19	9,35	73,54
31	декабрь	-5,6	577,97	68,14	646,11	106,67	81,96	9,66	91,62
205		**Итого**	3 215	771,5	**3 986,1**	**658**	456	109	**565**

Таблица 9.1.5 ─ Потребность в топливе котельной №5 по плану развития Схемы теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ). Теплота сгорания - 8150 ккал/м^3									2034год
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									0,900
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,092
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									0,992
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	375,67	68,14	443,80	73,27	53,27	9,66	62,93
28	февраль	-7,1	330,11	61,54	391,65	64,66	46,81	8,73	55,54
31	март	-1,3	281,02	68,14	349,16	57,65	39,85	9,66	49,51
23	апрель	6,4	125,32	65,94	191,26	31,58	17,77	9,35	27,12
31	май	13		68,14	68,14	11,25	0,00	9,66	9,66
30	июнь	16,9		65,94	65,94	10,89	0,00	9,35	9,35
31	июль	18,7		68,14	68,14	11,25	0,00	9,66	9,66
17	август	16,8		37,37	37,37	6,17	0,00	5,30	5,30
30	сентябрь	11,1		65,94	65,94	10,89	0,00	9,35	9,35
31	октябрь	5,2	186,38	68,14	254,52	42,02	26,43	9,66	36,09
30	ноябрь	-1,1	269,14	65,94	335,08	55,32	38,17	9,35	47,52
31	декабрь	-5,6	343,63	68,14	411,77	67,98	48,73	9,66	58,39
205		**Итого**	1 911	771,5	**2 682,8**	**443**	271	109	**380**

Таблица 9.1.6 ─ Потребность в топливе котельной ОАО «ЛЗОС» по плану развития Схемы теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ). Теплота сгорания - 8150 ккал/м^3									2034год
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									31,041
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									2,327
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									33,369
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	12 953,16	1 731,55	14 684,71	2 424,49	1 836,84	245,55	2 082,39
28	февраль	-7,1	11 382,19	1 563,98	12 946,17	2 137,45	1 614,07	221,78	1 835,85
31	март	-1,3	9 689,76	1 731,55	11 421,31	1 885,69	1 374,07	245,55	1 619,62
23	апрель	6,4	4 320,96	1 675,69	5 996,65	990,07	612,74	237,62	850,36
31	май	13		1 731,55	1 731,55	285,88	0,00	245,55	245,55
30	июнь	16,9		1 675,69	1 675,69	276,66	0,00	237,62	237,62
31	июль	18,7		1 731,55	1 731,55	285,88	0,00	245,55	245,55
17	август	16,8		949,56	949,56	156,78	0,00	134,65	134,65
30	сентябрь	11,1		1 675,69	1 675,69	276,66	0,00	237,62	237,62
31	октябрь	5,2	6 426,37	1 731,55	8 157,92	1 346,90	911,30	245,55	1 156,85
30	ноябрь	-1,1	9 280,02	1 675,69	10 955,71	1 808,82	1 315,97	237,62	1 553,59
31	декабрь	-5,6	11 848,62	1 731,55	13 580,17	2 242,13	1 680,21	245,55	1 925,76
205		**Итого**	65 901	19 605,6	**85 506,7**	**14 117**	9 345	2 780	**12 125**

Таблица 9.1.7 ─ Потребность в топливе котельной ООО «ТЕКС» по плану развития Схемы теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ). Теплота сгорания - 8150 ккал/м^3									2034год
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									4,196
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,874
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									5,070
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	1 750,88	650,36	2 401,24	392,19	245,62	91,23	336,85
28	февраль	-7,1	1 538,53	587,42	2 125,95	347,23	215,83	82,40	298,23
31	март	-1,3	1 309,77	650,36	1 960,12	320,14	183,74	91,23	274,97
23	апрель	6,4	584,06	629,38	1 213,44	198,19	81,93	88,29	170,22
31	май	13		650,36	650,36	106,22	0,00	91,23	91,23
30	июнь	16,9		629,38	629,38	102,80	0,00	88,29	88,29
31	июль	18,7		650,36	650,36	106,22	0,00	91,23	91,23
17	август	16,8		356,65	356,65	58,25	0,00	50,03	50,03
30	сентябрь	11,1		629,38	629,38	102,80	0,00	88,29	88,29
31	октябрь	5,2	868,65	650,36	1 519,01	248,10	121,86	91,23	213,09
30	ноябрь	-1,1	1 254,38	629,38	1 883,76	307,67	175,97	88,29	264,26
31	декабрь	-5,6	1 601,58	650,36	2 251,94	367,80	224,67	91,23	315,91
205		**Итого**	8 908	7 363,7	**16 271,6**	**2 658**	1 250	1 033	**2 283**

Таблица 9.1.8 ─ Потребность в топливе котельной «НИЦ ЦИАМ» по плану развития Схемы теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ). Теплота сгорания - 8150 ккал/м^3									2034год
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									15,585
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									0,000
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									15,585
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	6 503,22	0,00	6 503,22	1 073,70	922,20	0,00	922,20
28	февраль	-7,1	5 714,50	0,00	5 714,50	943,48	810,35	0,00	810,35
31	март	-1,3	4 864,81	0,00	4 864,81	803,20	689,86	0,00	689,86
23	апрель	6,4	2 169,37	0,00	2 169,37	358,17	307,63	0,00	307,63
31	май	13		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	июнь	16,9		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	июль	18,7		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	август	16,8		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	сентябрь	11,1		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	октябрь	5,2	3 226,40	0,00	3 226,40	532,69	457,52	0,00	457,52
30	ноябрь	-1,1	4 659,09	0,00	4 659,09	769,23	660,69	0,00	660,69
31	декабрь	-5,6	5 948,68	0,00	5 948,68	982,15	843,56	0,00	843,56
205		**Итого**	33 086	0,0	**33 086,1**	**5 463**	4 692	0	**4 691,82**

Таблица 9.1.9 ─ Потребность в топливе котельной №6Н по плану развития Схемы теплоснабжения в г.о.г. Лыткарино

Потребность топлива (газ). Теплота сгорания - 8150 ккал/м^3									2034год
расчётная температура наружного воздуха, °С									-25
тепловая нагрузка потребителей при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/ч									19,855
тепловая нагрузка ГВС, средняя за сутки, Гкал/ч									1,242
Тепловая нагрузка всего, Гкал/ч									21,097
продолжительность ОВ за период, сут	**период**	средняя температура наружного воздуха за период, °С	Потребность тепла на период, Гкал/период			Потребение условного топлива, т у.т.	Потребность топлива (газ) на период, тыс. нм^3		
			ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего		ОВ	ГВС (ср. нед)	Всего
31	январь	-7,8	8 285,44	923,82	9 209,26	1 520,48	1 174,93	131,00	1 305,93
28	февраль	-7,1	7 280,58	834,42	8 114,99	1 339,81	1 032,43	118,33	1 150,76
31	март	-1,3	6 198,02	923,82	7 121,84	1 175,84	878,92	131,00	1 009,92
23	апрель	6,4	3 605,07	894,02	4 499,09	742,81	511,22	126,78	638,00
31	май	13		923,82	923,82	152,53	0,00	131,00	131,00
30	июнь	16,9		894,02	894,02	147,61	0,00	126,78	126,78
31	июль	18,7		923,82	923,82	152,53	0,00	131,00	131,00
17	август	16,8		506,61	506,61	83,64	0,00	71,84	71,84
30	сентябрь	11,1		894,02	894,02	147,61	0,00	126,78	126,78
31	октябрь	5,2	4 110,60	923,82	5 034,42	831,20	582,91	131,00	713,91
30	ноябрь	-1,1	5 935,93	894,02	6 829,95	1 127,65	841,75	126,78	968,53
31	декабрь	-5,6	7 578,93	923,82	8 502,75	1 403,83	1 074,74	131,00	1 205,74
205		**Итого**	42 995	10 460,0	**53 454,6**	**8 826**	6 097	1 483	**7 580,20**

Таблица 9.1.10 ─ Перспективные максимальные часовые и годовые расходы основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов источников тепла в городском округе городе Лыткарино на 2034год

Источник		Максимальный часовой расход, **нм^3/ч**	Годовые расходы периодов, **тыс. нм^3**			Потребление натурального топлива, тыс. нм^3/год	Потребление условного топлива, тут/год
			зимний	летний	переходный		
Топливо – природный газ 2034год							
1	Котельная №1	18486,80	36628,94	5632,14	8416,99	50678,1	59003,7
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	74,28	142,32	13,66	30,83	186,8	217,5
3	Котельная №3 «Кормоцех»	116,95	260,60	88,93	70,98	420,5	489,6
4	Котельная №4 «Промзона»	223,04	428,58	43,32	93,35	565,3	658,1
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	137,87	273,89	43,32	63,21	380,4	442,9
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	4636,20	9017,20	1100,99	2007,21	12125,4	14117,4
7	Котельная ООО «ТЕКС»	706,02	1490,21	409,08	383,31	2282,6	2657,6
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	2161,94	3926,66	0,00	765,15	4691,8	5462,6
9	Котельная №6Н	1177,07	5640,89	587,40	1351,91	7580,2	8825,5
	ВСЕГО	**27720,2**	**57809,3**	**7918,8**	**13183,0**	**78911,1**	**91875,1**

9.2 Расчеты перспективных запасов аварийного и резервного топлива по каждому источнику тепловой мощности

Норматив создания запасов топлива на котельных рассчитывается в соответствии с «Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)» утверждённым приказом Минэнерго России от 10 августа 2012 г. N 377.

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

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

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

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

где Q_{max} - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сут.;

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

K - коэффициент перевода натурального топлива в условное;

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

Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется в зависимости от вида топлива и способа его доставки в соответствии с **таблицей 9.2.1**.

Таблица 9.2.1 - Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, в зависимости от вида топлива и способа его доставки

Вид топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сут.
1	2	3
твердое	железнодорожный транспорт	14
твердое	автотранспорт	7
жидкое	железнодорожный транспорт	10
жидкое	автотранспорт	5

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

Для отопительных (производственно-отопительных) котельных, работающих на газовом топливе с резервным жидким топливом , расчет НЭЗТ может не выполняться в случае отсутствия снижений подачи газа в периоды похолоданий за три года, предшествовавших текущему, и отсутствие графика снижения подачи газа на текущий и(или) планируемый годы.

В **таблице 9.2.2** рассчитан неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ) котельных городского округа город Лыткарино.

Так как на 2034год отсутствует график снижения подачи природного газа, то общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) принимается по неснижаемому нормативного запасу топлива (ННЗТ).

9.3. Перспективные топливные балансы по зонам индивидуального теплоснабжения

Ввиду отсутствия информации по тепловым нагрузкам индвидуального теплоснабжения, вопрос не рассматривается.

9.4. Подтверждение согласованности перспективных топливных балансов с программой газификации поселения, городского округа (для случаев использования в планируемом периоде природного газа в качестве основного топлива на источниках тепловой энергии).

В качестве основного топлива на источниках тепловой энергии городского округа город Лыткарино используется природный газ. В связи с отсутствием программы газификации (схемы газоснабжения) городского округа город Лыткарино данный вопрос не рассматривается.

Таблица 9.2.2 - Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива на источниках тепловой мощности

№	Источник	Присоединенные нагрузки котельной на начало прогнозируемого периода, Гкал/ч	Средневзвешенный удельный расход топлива на отпуск тепла в январе, кг у.т./Гкал	Суточный полезный отпуск тепловой энергии, Гкал/сут	Среднесуточный расход условного топлива, т у.т./сут	Коэффициент перевода натурального топлива в условное, ед.	Количество суток формирования ННЗТ, сут.	ННЗТ, тыс. т	Вид топлива
1	Котельная №1	133,0	160,0	3192	255,4	1,37	5	0,932	мазут
2	Котельная №2 «Очистные сооружения»	0,5	160,0	13	1,0	1,45	5	0,004	дизельное
3	Котельная №3 «Кормоцех»	0,8	160,0	20	1,6	1,45	5	0,006	дизельное
4	Котельная №4 «Промзона»	1,7	160,0	41	3,3	1,45	5	0,011	дизельное
5	Котельная №5 «ЗИЛ»	1,0	160,0	24	1,9	1,45	5	0,007	дизельное
6	Котельная ОАО «ЛЗОС»	33,4	160,0	801	64,1	1,37	5	0,234	мазут
7	Котельная ООО «ТЕКС»	2,6	160,0	63	5,0	1,45	5	0,017	дизельное
8	Котельная НИЦ ЦИАМ	15,6	160,0	374	29,9	1,37	5	0,109	мазут
9	Котельная №6Н	21,0	160,0	504	40,3	1,45	5	0,139	дизельное

Книга 10. Надежность теплоснабжения

1. Общие положения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатываются:

- в соответствии с пунктом 46 Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения";

- проектом приказа Минэнерго и Минрегиона России «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»;

- проект приказа Минрегионы России «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии»;

- Надежность и эффективность в технике. Справочник, том 2, Москва, Из-во «машиностроение»,1989.

Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в разделе «Надежность».

Термины и определения, используемые в данном разделе, соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

Для оценки надежности теплоснабжения применена система показателей надежности и качества состоит из показателей, характеризующих надежность производства и передачи тепловой энергии и соответствие термодинамических параметров теплоносителя установленным нормативам (далее – показатели уровня надежности), а также показателей, характеризующих своевременность и надлежащее качество осуществления подключения к тепловым сетям или коллекторам данной регулируемой организации и качество обслуживания ею своих потребителей товаров и услуг (далее – показатели уровня качества) определенная Методическими указаниями по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для ор-

ганизаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» (далее Методические указания)

К показателям уровня надежности относятся следующие:

1) показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии,

2) показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии,

3) показатели, определяемые приведенным объемом неотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии,

4) показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Перечисленные показатели уровня надежности рассчитываются как совокупные за расчетный период характеристики нарушений в подаче тепловой энергии, снижение которых ведет к увеличению надежности.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494: больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С.

2. Термины и определения

Термины и определения, используемые в данном разделе соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

Надежность – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

- **Безотказность** – свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;
- **Долговечность** – свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;
- **Ремонтопригодность** – свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;
- **Исправное состояние** – состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;
- **Неисправное состояние** – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;
- **Работоспособное состояние** – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- **Неработоспособное состояние** - состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

- **Предельное состояние** – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

- **Критерий предельного состояния** - признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

- **Дефект** – по ГОСТ 15467;

- **Повреждение** – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

- **Отказ** – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

- **Критерий отказа** – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для целей перспективной схемы теплоснабжения термин «отказ» будет использован в следующих интерпретациях:

- отказ участка тепловой сети – событие, приводящие к нарушению его работоспособного состояния (т.е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);

- отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети).

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термины «повреждение» и «инцидент» будут употребляться только в отношении событий, к которым может быть применена процедура отложенного ремонта, потому что в соответствии с ГОСТ 27.002-89 эти события не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности.

К таким событиям относятся зарегистрированные «свищи» на прямом или обратном теплопроводах тепловых сетей. Тем не менее, ремонтные работы по ликвидации свищей требуют прерывания теплоснабжения (если нет вариантов подключения резервных теплопроводов), и в этом смысле они аналогичны «отложенным» отказам.

В системе теплоснабжения также не употребляется термин «авария», так как это характеристика «тяжести» отказа и возможных последствие его устранения не присуще системе теплоснабжения г.о.г. Лыткарино. Все упомянутые в этом абзаце термины устанавливают лишь градацию (шкалу) отказов.

В соответствии с приказом Госстроя России от 20 августа 2001 года №191 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса», согласованном с Госэнергонадзором Минэнерго России 9 июня 2001 года № 32-01-04/61 в зависимости от характера и тяжести последствий технологиче-

ские нарушения в системах коммунального электроснабжения и системах коммунального теплоснабжения подразделяются на аварии и инциденты. Последние в свою очередь могут носить характер технологических и функциональных отказов.

В системе теплоснабжения г.о.г. Лыткарино на основании Методических рекомендациях используются следующие определения:

- технологические нарушения - нарушения в работе систем коммунального энергоснабжения (электроснабжения, теплоснабжения) и эксплуатирующих их организаций в зависимости от характера и тяжести последствий (воздействие на персонал, отклонение параметров энергоносителя, экологическое воздействие, объем повреждения оборудования, другие факторы снижения надежности) подразделяются на аварии и инциденты;

- авария - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ;

- инцидент - отказ или повреждение оборудования и (или) сетей, отклонения от установленных режимов, нарушение федеральных законов и иных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте, включая:

- технологический отказ - вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования, приведшее к нарушению процесса производства и (или) передачи электрической и тепловой энергии

потребителям, если они не содержат признаков аварии;

- функциональный отказ - неисправности оборудования (в том числе резервного и вспомогательного), не повлиявшие на технологический процесс производства и (или) передачи энергии, а также неправильное действие защит и автоматики, ошибочные действия персонала, если они не

привели к ограничению потребителей и снижению качества отпускаемой энергии.

3.Показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии.

Рч – показатель уровня надежности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в расчете на единицу объема тепловой мощности и длины тепловой сети регулируемой организации, исчисляется по формуле:

$$Рч = Мо / L, \qquad (1)$$

где: Мо – число нарушений в подаче тепловой энергии по договорам с потребителями товаров и услуг в течение отопительного сезона расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией (см. Приложение № 3 к настоящему приказу);

L – произведение суммарной тепловой нагрузки по всем договорам с потребителями товаров и услуг данной организации (в Гкал – в отсутствие нагрузки принимается равной 1) и суммарной протяженности линий тепловой сети (в км – в отсутствие тепловой сети принимается равной 1) данной регулируемой организации .

4. Показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений

подачи тепловой энергии

$Р_п$ – показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в отопительный сезон, ($Р_п$) исчисляется по формуле:

$$Р_п = \sum_{j=1}^{Мпо} T_{jпр} / L, \qquad (2)$$

где: $T_{jпр}$ – продолжительность j-ого прекращения подачи тепловой энергии за отопительный сезон в течение расчетного периода регулирования (в часах). $T_{jпр}$ определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией, по формуле:

$$T_{jпр} = \max T_{jпр},$$

Если регулируемой организацией зафиксировано, что j-ое прекращение подачи тепловой энергии состоит из двух или более последовательных прерываний подачи тепловой энергии или теплоносителя по i-ому договору с потребителями товаров и услуг, то значение Tij рассчитывается по формуле:

$$T_{jпр} = S\ (T_{jпр} \times Квj_{пр}).$$

$M_{по}$ – общее число прекращений подачи тепловой энергии за отопительный сезон согласно данным, подготовленным регулируемой организацией.

$P_{пм}$ – показатель уровня надежности, определяемый продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются соответствующие нарушения, не затрагивающие отопительный сезон, и их суммарная продолжительность относится к величине L, как и в формуле (2).

Нарушения в подаче тепловой энергии, затронувшие несколько расчетных периодов регулирования, учитываются в каждом расчетном периоде регулирования в части, относящейся к данному периоду.

Кроме того, не позднее, чем с 2014 года, вычисляется еще один показатель уровня надежности: $P_п(1)$, определяемый продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии, с выделением потребителей товаров и услуг 1-ой категории надежности. Для его расчета продолжительность j-ого прекращения определяется как максимальная из продолжительностей прекращений, зафиксированных у потребителей товаров и услуг только в отношении потребителей тепловой энергии, имеющих 1-ую категорию надежности.

5. Показатели, определяемые приведенным объемом неотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии

$P_о$ – показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом неотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период, исчисляется по формуле:

$$P_о = \sum_{j=1}^{Мпо} Q_j / L, \qquad (3)$$

где: Объем недоотпущенной и (или) недопоставленной тепловой энергии при j-ом нарушении в подаче тепловой энергии (Qj) определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией.

$P_{ом}$ – показатель уровня надежности, определяемый объемом неотпуска тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения в расчетном периоде регулирования, и суммарный объем неотпуска по ним относится к величине L, как и в формуле (3).

6. Показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии, вычисляются начиная не позднее, чем с 2015 года.

Отклонения температуры теплоносителя фиксируются в подающем трубопроводе в случаях превышения значений отклонений, предусмотренных договорными отношениями между данной регулируемой организацией и потребителем ее товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него) (далее – договорные значения отклонений). В отсутствие требуемых величин в имеющихся договорах, в качестве договорных значений отклонений температуры воды в подающем трубопроводе принимаются величины, установленные для горячего водоснабжения постановлением Правительства Российской Федерации от 06 мая 2011 г. № 354.

Рассматриваемые в данном пункте показатели рассчитываются раздельно для случаев, когда теплоносителем является пар или горячая вода. В последнем случае проводятся два расчета: для отопительного сезона и межотопительного периода в отдельности.

$R_в$ – показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период, исчисляется по формуле

$$R_в = \sum_{i=1}^{N_в} Q_{iв} R_{вi} / \sum_{i=1}^{N_в} Q_{iв}, \qquad (4)$$

где $R_{вi}$ – среднее за отопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i-ому договору с потребителем товаров и услуг значение превышения среднечасовой величины отнесенного на данную регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе над договорным значением отклонения (для отклонений как вверх, так и вниз;

$N_в$ – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации, для которых теплоносителем является вода;

$Q_{iв}$ – присоединенная тепловая нагрузка по i-ому такому договору в части, где теплоносителем является вода, Гкал/час.

Так же используются дополнительные показатели $R_{вм}$ и $R_п$, определяемые отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе в межотопительный период и отклонениями температуры пара в подающем трубопроводе за расчетный период регулирования, соответственно.

Для их расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения, потребители товаров и услуг и их присоединенная мощность / тепловая нагрузка (в части воды или же пара), по которым определяется средневзвешенная величина отклонений температуры, как и в формуле (4).

При определении фактических значений показателей надежности и качества, регулирующие органы используют следующую информацию:

1) отчетные данные, предоставляемые регулируемыми организациями в соответствии с настоящими Методическими указаниями;

2) информацию, которая подлежит раскрытию организациями в соответствии с законодательством Российской Федерации;

3) данные, предоставляемые Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, Федеральной антимонопольной службой, Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека и их территориальными органами.

Для целей расчета значений показателей уровня надежности рассматриваются все прекращения подачи тепловой энергии и отклонения параметров теплоносителя, имеющие продолжительность свыше времени, предусмотренного договорными отношениями между регулируемой организацией и соответствующим потребителем товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него), или (в отсутствие указанного времени в договорах) свыше 4 часов для прекращения подачи тепловой энергии и 24 часов для отклонения параметров теплоносителя и (или) повлекшие за собой ущерб для жизни людей, за исключением случаев, вызванных проведением на оборудовании данной регулируемой организации плановых ремонтных и профилактических работ и работ по подключению новых потребителей, установленной продолжительности и с предварительным уведомлением в установленном порядке потребителя товаров и услуг, а также произошедших в результате технологических нарушений, отключений, переключений на объектах теплосетевого хозяйства, теплоисточниках, не относящихся к данной регулируемой организации, или теплопотребляющих установках потребителя товаров и услуг, равно как и в результате обстоятельств непреодолимой силы либо сверхрасчетных природно-климатических нагрузок (условий) или вследствие иных обстоятельств, исключающих ответственность регулируемой организации (далее для целей настоящих Методических указаний – нарушения в подаче тепловой энергии).

Рассматриваются следующие виды нарушения в подаче тепловой энергии:

- нарушение в подаче тепловой энергии из-за несоблюдения регулируемой организацией требований технических регламентов эксплуатации объектов и оборудования теплофикационного и (или) теплосетевого хозяйства, в том числе принимаемых в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О

теплоснабжении», происходящее без предварительного уведомления в установленном порядке потребителя товаров и услуг и приводящее к прекращению подачи тепловой энергии на срок более 8 часов в отопительный сезон или более 24 часов в межотопительный период в силу организационных или технологических причин - для данного вида нарушений $К_в$ = 0,5.

Для периода 2011-2012 гг. при расчете значений показателей надежности используется значение $К_в$=1,00 независимо от вида нарушения Расчет фактических значений $К_в$ первоначально осуществляется по результатам 2013 г.

Плановые значения показателей надежности и качества определяются для каждой регулируемой организации исходя из минимального темпа улучшения для групп показателей надежности и качества

Группа показателей	**Минимальный темп улучшения для регулируемых организаций**	
	Производители тепловой энергии (без собственных теплосетей)	**Теплосетевые организации (возможно, с собственными источниками тепла)**
Показатели уровня надежности	0,02	0,015
Показатели уровня качества	0,03	0,03

Плановые значения показателей надежности и качества (Пплt) устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования t в пределах долгосрочного периода регулирования.

Плановое значение показателя уровня надежности и (или) качества считается достигнутым регулируемой организацией по результатам расчетного периода регулирования (t), если фактическое значение показателя соответствует скорректированному плановому значению этого показателя с коэффициентом (1+с), где с – величина допустимого отклонения:

$$P^{ф}_{s} \leq P^{пл}_{s} \times (1+c),$$

$$R^{ф}_{s} \leq R^{пл}_{s} \times (1+c),$$

$$B^{ф}_{s} \leq B^{пл}_{s} \times (1+c),$$

Величина допустимого отклонения (с) устанавливается равной:

0,5 на 2011 - 2013 годы и 0,25 с 2014 года – для показателей уровня надежности, учитываемых в 2011 году;

0,4 на 2012 – 2015 годы, 0,25 на 2017 – 2020 годы и 0,2 с 2021 года – для остальных показателей уровня надежности;

0,3 на 2011 – 2015 годы и 0,15 с 2017 года – для показателей уровня качества.

Плановые значения показателей уровня надежности и (или) качества считаются достигнутыми регулируемой организацией со значительным улучшением, если фактическое значение показателя улучшает скорректированное плановое значение этого показателя с коэффициентом (1-с), где с – величина допустимого отклонения:

$$P^{ф}_{s} \leq P^{пл}_{s} \times (1\text{-}c),$$

$$R^{ф}_{s} \leq R^{пл}_{s} \times (1\text{-}c),$$

$$B^{ф}_{s} \leq B^{пл}_{s} \times (1\text{-}c),$$

По результатам достижения, недостижения или достижения со значительным улучшением планового значения каждого показателя П, применяемого (при планировании) в рассматриваемом расчетном периоде регулирования .

10.1. Определение 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 Rcr(t), который отражает степень выполнения системой задачи теплоснабжения в течение отопительного периода и дает интегральную оценку надежности тепловой сети в целом.

Ввиду отсутствия полной информации по отказам системы теплоснабжения за последние пять лет, математически величину показателей надежности вычислить затруднительно.

10.2 Определение перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии

Допустимость лимитированного теплоснабжения при отказах элементов системы теплоснабжения обеспечиваются теплоаккумулирующей способностью зданий

Ввиду отсутствия полной информации по отказам 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.

10.3. Определение 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, $м^2$;

$п_{от}$- 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 "п" участков является величина

$M = \sum_{1}^{n} di$, 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

$q = ЗQ_{ав}/БQ$,

где $ЗQ_{ав}$ - аварийный недоотпуск теплоты за год;

БQ- расчетный отпуск теплоты всей системой теплоснабжения за год.

Эти показатели в определенной мере характеризуют надежность работы системы теплоснабжения.

Учитывая, что отсутствуют приборы учета тепловой энергии на источнике и у потребителей перспективные показатели по указанной теме можно определить затруднительно.

10.4. Определение 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 недотопов 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.

10.5. Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения

Оценка надежности системы теплоснабжения городского округа город Лыткарино оценивается как «надежная» (см. п.1.8.1).

При разработке вариантов развития схемы теплоснабжения г.о.г. Лыткарино определяющим критерием явилось надежное, качественное и экономически эффективное энергоснабжение потребителей.

10.5.1. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность энергетического оборудования

Предложения по применению на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность энергетического оборудования, предстиавлены в Книге 6.

10.5.2. Установка резервного оборудования

Предложения по применению на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность энергетического оборудования, представлены в книге 6. Исходя из экономической целесообразности это мероприятие не

включено, хотя корректно почти на всех котельных обустраивать резервное оборудование. Однако эти работы могут финансироваться только самими предприятиями, кредитные средства для этого привлекать вряд ли получится (финансовая устойчивость теплоснабжающих организаций не позволит это сделать), а собственных будет явно недостаточно.

10.5.3. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии

Исходя из экономической целесообразности это мероприятие не включено в предлагаемый список мероприятий.

10.5.4. Взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа

Потребность во взаимном резервирование тепловых сетей, исходя из экономической целесообразности, не предусмотрена.

10.5.5. Устройство резервных насосных станций

Предложения по устройству резервных насосных станций, исходя из экономической целесообразности, не предусмотрено, хотя было бы целесообразно к реализации. Однако эти работы могут финансироваться только самими предприятиями, кредитные средства для этого привлекать вряд ли получится (финансовая устойчивость теплоснабжающих организаций не позволит это сделать), а собственных будет явно недостаточно.

10.5.6. Установка баков-аккумуляторов

Исходя из экономической целесообразности это мероприятие не включено в предлагаемый список мероприятий.

Книга 11. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Общие положения

Расчет тарифных последствий реализации мероприятий схемы теплоснабжения г.о.г. Лыткарино выполнялся в соответствии с требованиями п. 13 и п. 48 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и разделом XI Методических указаний Минэнерго РФ и Минрегионразвития РФ от 29.12.2012 № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения».

Обоснование необходимых финансовых потребностей в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений проводилось на основе анализа их влияния на перспективную цену тепловой энергии и на основании перспективных тарифов.

Прогноз ценовых последствий выполнялся на срок разработки Схемы теплоснабжения г.о.г. Лыткарино, т.е. на 2017-2034годы. Годовые отчетные данные основной теплоснабжающей организации МП «Лыткаринская теплосеть» за 2015 г. принимались как базовые при выполнении расчетов тарифно-балансовой модели. В состав модели, т.е. в ее структуру, согласно рекомендациям Методических указаний Минэнерго РФ и Минрегионразвития РФ от 29.12.2012 № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» были включены следующие показатели:

- Индексы дефляторы;
- Балансы тепловой мощности;
- Балансы тепловой энергии;
- Балансы по видам топлив (топливные балансы);
- Баланс теплоносителей;
- Баланс электрической энергии;
- Баланс холодной воды питьевого качества;
- Тарифы на покупные ресурсы;
- Расходы операционной деятельности;
- Инвестиционная и финансовая деятельность.

Расчеты сведены в таблицы, а результаты расчетов представлялись для наглядного и удобного сравнения в виде итоговых графиков тарифно-балансовых последствий для потребителей тепловой энергии от реализации проектных решений в сравнении с установленными и проиндексированными тарифами.

Нормативно-методическая база для проведения расчетов

Финансово-экономические расчёты выполнены в соответствии со следующими нормативно-методическими документами:

- «Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований», ЮНИДО. М.: АОЗТ «Интерэксперт», 1995;
- «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утверждённые Минэкономики РФ, Министерством финансов РФ и Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г.;
- «Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений», разработанных ФГУП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», М.,2002 г.;
- «Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», НП «АВОК», 2006 г.;
- «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года (версия 2010 г.)», ЗАО «АПБЭ», 2010 г.;

Макроэкономические параметры

Сроки реализации

Общий срок выполнения работ по Схеме, начиная с базового 2017 года, составляет 15 лет. Расчетный период действия схемы – до 2034г. Срок нормальной эксплуатации объектов теплоснабжения принимается равным 30 лет.

Официальные источники

Для определения долгосрочных ценовых последствий и приведения капитальных вложений в реализацию проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет были использованы следующие макроэкономические параметры, установленные Минэкономразвития Российской Федерации (далее МЭР РФ):

- Сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2014 год и на плановый период 2015 и 2017 годов (данные сайта МЭР РФ.);
- Изменение цен (тарифов) на продукцию (услуги) компаний инфраструктурного сектора на период до 2017 года (в среднем к предыдущему году) (данные сайта МЭР РФ.);
- Цены (тарифы) на продукцию (услуги) компаний инфраструктурного сектора на период до 2030 года (данные сайта МЭР РФ)
- Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (данные сайта МЭР РФ).

Амортизация оборудования, в части амортизации существующего оборудования, принималась по линейному способу амортизационных отчисле-

ний, на основании данных тарифных дел. Амортизация основных фондов, образованных в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения основных производственных фондов и включенных в состав проектов схемы теплоснабжения, принималась по линейному методу с нормой амортизации установленной в соответствии с ПП РФ от 01.01.2002 г. О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. Постановлений Правительства РФ от 09.07.2003 № 415, от 08.08.2003 № 476, от 18.11.2006 № 697, от 12.09.2008 № 676, от 24.02.2009 № 165).

Амортизация основных фондов, включенных в реестр проектов схемы теплоснабжения и вводимых в эксплуатацию, за счет кредитов коммерческих банков с обслуживанием кредита из средств теплоснабжающей организации за счет экономии производственных издержек и снижения потерь принималась по линейному способу амортизационных отчислений.

Аренда оборудования, в части расходов, включаемых в себестоимость продукции, определялась по материалам тарифных дел.

Прогноз расходов на вспомогательные материалы принимался по средневзвешенному индексу-дефлятору в соответствии с той структурой затрат, которая была включена в эту группу при установлении тарифов на тепловую энергию на 2017 год.

Прогноз расходов на услуги транспорта принимался по средневзвешенному индексу-дефлятору заработной платы, индексу-дефлятору на цены дизельного топлива, индексу потребительских цен, в соответствии со структурой затрат, включенных в состав этой группы, указанной в тарифном деле при установлении тарифа на 2017 год.

Прогноз расходов, включенных в группу расходов «прочие услуги», «цеховые расходы» и «общехозяйственные расходы, сбыт» принимался в соответствии индексом-дефлятором потребительских цен.

Расчеты перспективных показателей были выполнены в предположении сохранения потребления и производства ресурсов в натуральном выражении на уровне 2017 г., затем, определялись в денежном выражении с учетом роста цен в соответствии с индексами-дефляторами и с учетом ежегодного сокращения энергопотребления на 1% в результате повышения энергетической эффективности и энергосбережения на объектах теплопотребления, т.е. на 5% за каждые 5 лет.

Таблица 11.1 Индексы-дефляторы для расчетов в тарифно-балансовых моделях деятельности теплоснабжающей организации МП «Лыткаринская теплосеть» в городском округе городе Лыткарино

Показатели	2017	2017	2017	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2034
Инфляция	111,4	107,5	104,8	104,8	104,8	104,5	104,2	103,9	103,8	103,6	103,5	103,4	103,3	103,1	102,9	102,8	102,8
Инфляция нарастающим итогом	111,4	119,76	125,48	131,49	137,79	144,01	150,02	155,92	161,81	167,69	173,58	179,51	185,37	191,11	196,74	202,18	207,75
Темп роста цены на газ	108	112	105,10	105,00	105,00	105,00	104,40	103,90	103,50	103,30	103,10	102,90	102,80	102,60	102,50	101,60	101,10
Темпы роста цены на газ нарастающим итогом	108	120,96	127,13	133,49	140,16	147,17	153,64	159,64	165,22	170,67	175,97	181,07	186,14	190,98	195,75	198,88	201,07
Темп роста цены на тепловую энергию	107,4	105,10	105,11	105,12	105,08	105,10	105,15	105,02	104,90	104,66	104,49	104,32	104,10	103,40	102,88	102,53	102,08
Темпы роста цены на тепловую энергию нарастающим итогом	107,4	112,88	118,65	124,72	131,06	137,74	144,83	152,10	159,56	166,99	174,49	182,03	189,49	195,93	201,58	206,68	210,98
Темп роста цены на электроэнергию	107,3	105,90	106,20	106,00	104,30	104,10	101,80	103,40	103,00	102,70	102,80	103,10	103,00	103,80	100,80	100,30	99,90
Темпы роста цены на электроэнергию нарастающим итогом	107,3	113,63	120,68	127,92	133,42	138,89	141,39	146,19	150,58	154,65	158,98	163,90	168,82	175,24	176,64	177,17	176,99

Источник: Минэкономразвития России Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года
http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20131108_5

Оценка финансовых потребностей проводилась для плана развития системы теплоснабжения городского округа город Лыткарино. В результате рассмотрения был принят сценарий развития системы теплоснабжения городского округа город Лыткарино, предусматривающий реализацию следующих инвестиционных проектов:

Таблица 11.2 Утвержденный сценарий развития системы теплоснабжения в городском поселении Лыткарино

Период	Источники тепловой энергии	Тепловые сети	Тепловые пункты
2017-2022 гг.	Реконструкция **четырех** *существующих* теплоисточников	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей	
2023-2027 гг.	Строительство ***одного*** *нового теплоисточника* и реконструкция **двух** *существующих* теплоисточников	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей	
2028-2034гг.		Реконструкция и строительство новых тепловых сетей	

11.1. Обоснование объемов инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии по каждому мероприятию

Подробный перечень примерных затрат необходимых для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения *источников тепловой энергии* приведён в **таблице 11.1.1**.

Примерная стоимость работ по проектированию, монтажу, наладке, строительству (согласно http://www.teploelectromontag.ru/itp/index.html) приведена в **Приложении 7**.

Величина необходимых инвестиций в *источники тепловой энергии* на весь период 2017-2034 год *составляет* **— 498 572,1 тыс. руб**., в том числе:

- Этап 1 — 279 068,6 тыс. руб.;
- Этап 2 — 219 503,5 тыс. руб.

Таблица 11.1.1 – Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение *источников тепловой энергии* в городском округе городе Лыткарино

Этап 1								
№ п/п	Наименование мероприятий	Планируемая потребность в финансовых средствах, **тыс. руб**						
		ВСЕГО (2017 -2022 гг.)	**2017**	2019	2020	2021	2022	**2019-2022**
Котельные								
1	Замена натрий-катионитовых фильтров 2 шт. в системе хим. подготовки воды в Котельной №1;	3714		3714				**3714**
2	Ввод в работу котла ПТВМ-50 №3 на котельной №1	50 000,0		50000			**50000**	
3	Капитальный ремонт котла ПТВМ-50 №1 на котельной ООО "ЛЗОС"	100 000,0		100 000,0				**100000,0**
4	Капитальный ремонт котла ПТВМ-50 №2 на котельной ООО "ЛЗОС"	100 000,0			100 000,0			**100000,0**
5	Реконструкция котельной №4 «Промзона» с заменой котлов ЗИО-60 на современные	15 602,8				15 602,8		**15602,8**
6	Реконструкция котельной№3 «Кормоцех» с заменой котлов ЗИО-60 на современные	9 751,8					9 751,8	**9751,8**
	Всего	**279 068,6**	**-**	**153 714,0**	**100 000,0**	**15 602,8**	**9 751,8**	**279 068,6**

Этап 2								
№ п/п	Наименование мероприятий	Планируемая потребность в финансовых средствах, **тыс. руб**						
		ВСЕГО (2023 -2027 гг.)	**2023**	2024	2025	2026	2027	**2024-2027**
Котельные								
1	Реконструкция котельной №5 «ЗИЛ» с заменой котлов НР-18 на современные	0,0	**13 002,3**					**0,0**
2	Реконструкция котельной №2 «Очистные сооружения» с заменой котлов Е 1/9 на современные	6 501,2		6 501,2				**6501,2**
2	Строительство новой котельной «Котельная №6»	200 000,0			200 000,0			**200000,0**
	Всего	**219 503,5**	**13 002,3**	**6 501,2**	**200 000,0**	**0,0**	**0,0**	**206 501,2**
		498 572,1						

11.2. Обоснование объемов инвестиций в строительство и реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов

Подробный перечень примерных затрат необходимых для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения *тепловых сетей и тепловых пунктов* на каждом этапе приведён в **таблице 11.2.1.**

Примерная стоимость работ по проектированию, монтажу, наладке, строительству (согласно http://www.teploelectromontag.ru/itp/index.html) приведена в **Приложении 7**.

Величина необходимых инвестиций в *тепловые сети и тепловые пункты* на весь период 2017-2034 год *составляет* **— 725 503,9 тыс. руб**.:

- Этап 1 — 200 249,5 тыс. руб.;
- Этап 2 — 271 580,4 тыс. руб.;
- Этап 3 — 253 674,0 тыс. руб.

Таблица 11.2.1 — Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение *тепловых сетей* в городском округе городе Лыткарино

Этап 1								
№ п/п	Наименование мероприятий	Планируемая потребность в финансовых средствах, **тыс. руб**						
		ВСЕГО (2017 -2022 гг.)	**2017**	2019	2020	2021	2022	**2019-2022**
Тепловые сети (перекладка)								
1	**Капитальный ремонт** теплотрассы и ГВС **0,694 км**			11130				11130
2	**Замена** участков тепловых сетей **0,748 км**			8666				8666
3	**Капитальный ремонт** теплотрассы и ГВС **1,854 км**				10416			10416
4	**Замена** участков тепловых сетей **1,617 км**				13730			13730
5	**Капитальный ремонт** теплотрассы и ГВС **1,086 км**					10725		10725
6	**Замена** участков тепловых сетей **1,568 км**					15015		15015
	Всего	**69682**	**0**	**19796**	**24146**	**25740**	**0**	**69682**

Тепловые сети (новые)								
№ п/п	Наименование мероприятий	Планируемая потребность в финансовых средствах, **тыс. руб**						
		2017	**2017**	**2017**	**2017**	**2017**	**2017**	**2017**
1	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм – 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5	**26 113,5**					**0,0**
2	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм – 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5		26 113,5				**26113,5**
3	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм – 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5			26 113,5			**26113,5**
4	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм – 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5				26 113,5		**26113,5**
5	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм – 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5					26 113,5	**26113,5**
	Всего	**130 567,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**104 454,0**
	ИТОГО по программе 1 Этапа	**200 249,5**						

Этап 2								
№ п/п	Наименование мероприятий	Планируемая потребность в финансовых средствах, **тыс. руб**						
		ВСЕГО (2023 -2027 гг.)	**2023**	2024	2025	2026	2027	**2024-2027**
Тепловые сети (перекладка)								
1	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм — 1,89 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	28 202,6	**28 202,6**					**0,0**
2	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм — 1,89 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	28 202,6		28 202,6				**28202,6**
3	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм — 1,89 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	28 202,6			28 202,6			**28202,6**
4	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм — 1,89 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	28 202,6				28 202,6		**28202,6**
5	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм — 1,89 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	28 202,6					28 202,6	**28202,6**
	Всего	**141 012,9**	**28 202,6**	**28 202,6**	**28 202,6**	**28 202,6**	**28 202,6**	**112 810,3**

Тепловые сети (новые)								
№ п/п	Наименование мероприятий	Планируемая потребность в финансовых средствах, **тыс. руб**						
		2023	**2023**	**2023**	**2023**	**2023**	**2023**	**2023**
1	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм — 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5	**26 113,5**					**0,0**
2	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм — 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5		26 113,5				**26113,5**
3	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм — 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5			26 113,5			**26113,5**
4	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм — 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5				26 113,5		**26113,5**
5	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм — 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5					26 113,5	**26113,5**
	Всего	**130 567,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**104 454,0**
	ИТОГО по программе 2 Этапа	**271 580,4**						

Этап 3								
№ п/п	Наименование мероприятий	Планируемая потребность в финансовых средствах, **тыс. руб**						
		ВСЕГО (2028 -2034 гг.)	**2028**	2029	2030	2031	2034	**2029-2034**
Тепловые сети (перекладка)								
1	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм ─ 1,65 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	24 621,3	**24 621,3**					**0,0**
2	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм ─ 1,65 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	24 621,3		24 621,3				**24621,3**
3	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм ─ 1,65 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	24 621,3			24 621,3			**24621,3**
4	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм ─ 1,65 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	24 621,3				24 621,3		**24621,3**
5	**Перекладка** магистральных тепловых сетей Ду 50 ÷ 300 мм ─ 1,65 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция)	24 621,3					24 621,3	**24621,3**
	Всего	**123 106,5**	**24 621,3**	**24 621,3**	**24 621,3**	**24 621,3**	**24 621,3**	**98 485,2**

Тепловые сети (новые)								
№ п/п	Наименование мероприятий	Планируемая потребность в финансовых средствах, **тыс. руб**						
		ВСЕГО (2028 – 2034 гг.)	**2028**	2029	2030	2031	2034	**2029-2034**
1	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм ─ 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5	**26 113,5**					**0,0**
2	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм ─ 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5		26 113,5				**26113,5**
3	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм ─ 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5			26 113,5			**26113,5**
4	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм ─ 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5				26 113,5		**26113,5**
5	**Строительство** новых двухтрубных тепловых сетей Ду 50 ÷ 350 мм ─ 1,75 км в двухтрубном исполнении (ППУ-изоляция) для новых потребителей	26 113,5					26 113,5	**26113,5**
	Всего	**130 567,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**26 113,5**	**104 454,0**
	ИТОГО по программе 3 Этапа	**253 674,0**						
		725 503,9						

11.3. Обоснование объемов инвестиций в строительство и реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем потребителей тепловой энергии в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения

Предлагаемые в схеме теплоснабжения мероприятия по развитию и реконструкции системы теплоснабжения городского округа город Лыткарино не предусматривают изменение действующих утвержденных температурных графиков работы источников тепла и тепловых сетей, а также изменение гидравлического режима работы систем теплоснабжения в поселении. Вследствие этого величина инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы систем теплоснабжения в настоящем документе не определялась.

11.4. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Источники финансирования мероприятий по повышению качества и надежности теплоснабжения и подключения строящихся объектов предложены из расчета отсутствия негативных ценовых последствий для потребителей.

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей может осуществляться из трех основных групп источников: собственных средств теплоснабжающих организаций, бюджетных и внебюджетных.

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом РФ и другими нормативно-правовыми актами.

Дополнительная государственная поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений.

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих организаций может включаться инвестиционная составляющая (надбавка к тарифу, плата за подключение), необходимая для реализации указанных выше мероприятий.

Собственные средства теплоснабжающих организаций

Прибыль. Чистая прибыль предприятия – один из источников инвестиционных средств.

Амортизационные фонды. Амортизационный фонд – это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств (основных фондов) и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

Сумма амортизации, не может являться источником инвестиций.

Источником финансирования инвестиционных теплоснабжающих предприятий г.о.г. Лыткарино может являться инвестиционная программа теплоснабжающего предприятия (надбавка к тарифу).

Инвестиционные составляющие в тарифах на тепловую энергию. В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) устанавливают для теплоснабжающих организаций г.о.г. Лыткарино следующие тарифы:

- тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, а также тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям;

- тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;

- тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

В соответствии со ст.23 закона, «Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских поселениеов», п.2, развитие системы теплоснабжения поселения или городского поселения осуществляется на основании схемы теплоснабжения, которая должна соответствовать документам территориального планирования поселения или городского поселения, в том числе схеме планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах поселения или городского поселения.

Согласно п.4, реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих или теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Важное положение установлено также ст.10 «Сущность и порядок государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию (мощ-

ность)», п.8, который регламентирует возможное увеличение тарифов, обусловленное необходимостью возмещения затрат на реализацию инвестиционных программ теплоснабжающих организаций.

В этом случае решение об установлении для теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций тарифов на уровне выше установленного предельного максимального уровня может приниматься органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) самостоятельно, без согласования с ФСТ.

Бюджетное финансирование

Федеральный бюджет. Возможность финансирования мероприятий Программы из средств федерального бюджета рассматривается в установленном порядке на федеральном уровне при принятии соответствующих федеральных целевых программ.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 02.02.2010 № 102-р была утверждена *Концепция федеральной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2010-2020 годы»*. На основании Концепции Минрегионом РФ разработан проект федеральной целевой программы *«Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2013-2015 годы»*. Согласно опубликованному проекту, целью Программы является повышение уровня надежности поставки коммунальных ресурсов и эффективности деятельности организаций коммунального хозяйства при обеспечении доступности коммунальных услуг для населения. Для достижения поставленной цели к 2015 г. должны быть решены следующие задачи:

1 Увеличение объема привлечения частных инвестиций в жилищно-коммунальное хозяйство.

2 Повышение эффективности деятельности организаций тепло-, водоснабжения, водоотведения, очистки сточных вод и организаций, осуществляющих эксплуатацию объектов, используемых для утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов.

Для реализации поставленных задач за счет средств федерального бюджета будут предоставляться субсидии бюджетам субъектов РФ на возмещение части затрат на уплату процентов по долгосрочным кредитам, полученным в кредитных организациях организациями коммунального хозяйства.

Субсидии региональным бюджетам предоставляются в размере одной второй ставки рефинансирования Центрального банка РФ от суммы кредитов, полученных организациями коммунального хозяйства на осуществление мероприятий, предусмотренных региональными программами комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры.

Субъектом Российской Федерации предоставляются субсидии организациям коммунального хозяйства в рамках мероприятий, предусмотренных региональными программами строительства, реконструкции и (или) модернизации системы коммунальной инфраструктуры. Региональная программа создается на основе утвержденных в установленном порядке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований.

Предлагаемый механизм ежегодного предоставления субсидий региональным бюджетам позволит ежегодно дополнительно привлекать в коммунальный сектор в среднем 45,0 млрд. рублей частных инвестиций, что составляет около 3,4% от совокупной годовой выручки секторов тепло- и водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод, а также в сфере утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов.

В России также принята и реализуется Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. N 2446-р.

Целями Программы являются:

1. Снижение за счет реализации мероприятий Программы энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации на 13,5%, что в совокупности с другими факторами позволит обеспечить решение задачи по снижению энергоемкости валового внутреннего продукта на 40 процентов в 2007-2020 годах.

2. Формирование в России энергоэффективного общества.

В рамках Программы реализуются 9 подпрограмм, в том числе:

«Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электроэнергетике»;

«Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры».

Основные организационные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры включают:

- введение управления системами централизованного теплоснабжения поселений через единого теплового диспетчера;

- повышение качества теплоснабжения, введение показателей качества тепловой энергии, режимов теплопотребления и условий осуществления контроля их соблюдения как со стороны потребителей, так и со стороны энергоснабжающих организаций с установлением размера санкций за их нарушение;

- обеспечение системного подхода при оптимизации работы систем централизованного теплоснабжения путем реализации комплексных мероприятий не только в тепловых сетях (наладка, регулировка, оптимизация гидравлического режима), но и в системах теплопотребления непосредственно в зданиях (утепление строительной части зданий, проведение работ по устранению дефектов проекта и монтажа систем отопления);

- проведение обязательных энергетических обследований теплоснабжающих организаций и организаций коммунального комплекса;

- реализация типового проекта «Эффективная генерация», направленного на модернизацию и реконструкцию котельных, ликвидацию неэффективно работающих котельных и передачу тепловой нагрузки на эффективную когенерацию, снижение на этой основе затрат топлива на выработку тепла;

- реализация типового проекта «Надежные сети», включающего мероприятия по модернизации и реконструкции тепловых сетей с применением новейших технологий и снижения на этой основе затрат на транспорт тепла, использованию предварительно изолированных труб высокой заводской готовности с высокими теплозащитными свойствами теплоизоляционной конструкции, герметично изолированной теплоизоляцией от увлажнения извне и с устройством системы диагностики состояния изоляции, обеспечению применения вместо сальниковых компенсаторов сильфонных, исключающих утечки теплоносителя;

- совершенствование государственного нормирования и контроля технологических потерь в тепловых сетях при передаче тепловой энергии на основе использования современных норм проектирования тепловых сетей.

Достижение целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности в системах коммунальной инфраструктуры планируется с учетом реализации мероприятий, предусмотренных Концепцией федеральной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2010-2020 годы».

Средства федерального бюджета, направляемые на реализацию Программы, составляют 70 млрд. рублей.

Бюджет Московской области. Проблема развития теплового хозяйства Московской области отмечается в следующих действующих в 2012 году документах:

- Закон Московской области N 97/2010-ОЗ "Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности на территории Московской области";

- Долгосрочная целевая программы Московской области "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Московской области на 2010-2020 годы" №731/40.

Общий объем средств, направляемых на реализацию мероприятий настоящей Программы, составляет 330460,404 млн. рублей.

Объемы финансирования реализации мероприятий в части средств федерального, областного и местного бюджетов должны ежегодно уточняться, исходя из возможностей бюджетов на соответствующий финансовый год.

11.5. Расчеты эффективности инвестиций в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей для разных вариантов финансирования

Эффективность инвестиций на разработанные мероприятия по строительству, реконструкции и технического перевооружения зависят, в том числе, и от выбранного источника финансирования данных мероприятий.

В целом при реализации всех предложенных мероприятий показатели эффективности инвестиционного проекта будут иметь отрицательные значения, т.е не будут иметь обоснования с точки зрения разумных сроков окупаемости, но инвестиции необходимы для надлежащего теплоснабжения потребителей городского округа город Лыткарино. Окупаемость данных мероприятий далеко выйдет за рамки периода, на который разрабатывается схема теплоснабжения. Для целей оптимального сочетания бюджетного и внебюджетного финансирования предложено рассмотреть параметры эффективности привлечения собственных и внебюджетных средств на реконструкцию источников генерации тепловой энергии.

Таблица 11.5.1 - Предлагаемое распределение источников финансирования

Объект системы теплоснабжения г.о.г. Лыткарино	Период	Источник финансирования, тыс руб с НДС		
		Бюджетное финансирование		Собственные средства теплоснабжающих предприятий г.о.г. Лыткарино и привлеченное внебюджетное финансирование
		Бюджет муниципального образования или Московской области	Фонды (содействия реформированию ЖКХ или капитального ремонта МКД МО)	
Генерация тепловой энергии	2017-2022	-	-	279 068,6
	2023-2027			219 503,5
	2028-2034	-	-	
Тепловые сети и тепловые пункты	2017-2022	-	-	200 249,5
	2023-2027			271 580,4
	2028-2034	-	-	253 674,0
Всего		-	-	**1 023 826,50**

После реализации инвестиционных мероприятий и при сохранении существующих тарифов теплоснабжающие организации г.о.г. Лыткарино помимо выполнения обязательных условий по надежности, количеству и качеству поставляемого энергоресурса, значительно улучшат свои экономические показатели.

После утверждения Схемы теплоснабжения может взиматься плата за подключение к тепловым сетям, в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

В соответствии с п. п. 3, 4 Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 О ценообразовании в сфере теплоснабжения:

3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

г) плата за подключение к системе теплоснабжения.

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V.

Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры.

11.6. Расчеты ценовых последствий по годам расчетного периода для потребителей муниципального образования при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения с учетом изменения теплопотребления, топливных балансов, балансов теплоносителя.

Реализация программы строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения городского округа город Лыткарино предусматривает получение качественной тепловой энергии по доступной потребителю цене и определяет направления развития сетей теплоснабжения на длительную перспективу. Существующие тарифы на тепловую энергию в сельском поселениее являются высоким в целом для Московской области, его дальнейший рост значительного органичен и возможен только на уровень ежегодной инфляции.

В основе программы строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения за счет отказа от устаревших технологических решений 50-60-х годов прошлого века, эффективной загрузки котельных, строительства современных тепловых сетей и автоматизации технологических процессов лежит комплексная модернизация системы теплоснабжения и регулирование качества предоставляемых услуг.

Ниже приведен расчет окупаемости инвестиций исходя из сохранения в долгосрочной перспективе существующего тарифа.

Таблица 11.6.1 — Расчет окупаемости инвестиций при сохранении существующего тарифа.

Показатели	Значение
Сумма инвестиций в генерацию, тыс. руб	492 185,9
Сумма инвестиций с тепловые сети и тепловы пункты, тыс. руб	72 235,0
Ориентировочная валовая прибыль, тыс. руб в год	500
Простая окупаемость инвестиций в генерацию, лет	**66,0**
Простая окупаемость инвестиций в генерацию и сети, лет	**170,9**

Вывод.

При существующей на настоящий момент величине валовой прибыли в год, окупаемость данных мероприятий вышла далеко за рамки периода, на который разрабатывается схема теплоснабжения.

Для сокращения срока окупаемости необходимо рассмотреть вопрос о привлечении бюджетных средств.

Таблица 11.6.2 ─ Расчет ценовых последствий произведен из расчета привлечения внебюджетных средств на строительство источников теплоснабжения сроком на 7 лет (до момента окончания начисления амортизационных начислений и возврата инвестиций) с процентной ставкой 12% годовых.

Прогноз роста тарифа на тепловую энергию МП «Лыткаринская теплосеть», руб/Гкал без НДС													
2017	**2017**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
1449,6	1530	1692,3	1777,6	1864	1951,5	2037,9	2125,4	2212,8	2288,7	2355,1	2414,1	2464,6	2516,28
Прогноз роста тарифа на тепловую энергию МП «Лыткаринская теплосеть», руб/Гкал с НДС													
2017	**2017**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
1710,53	1805,4	1996,1	2096,1	2198,3	2301,5	2404,7	2509	2610,1	2699,7	2777,6	2847,1	2907,2	2968,27
Прогноз роста тарифа на тепловую энергию АО "Лыткаринский завод оптического стекла", руб/Гкал без НДС													
2017	**2017**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
1219	1262,9	1396,8	1467,3	1538,6	1610,8	1682,1	1754,3	1826,5	1889,1	1943,9	1992,6	2034,4	2077,0
Прогноз роста тарифа на тепловую энергию АО "Лыткаринский завод оптического стекла", руб/Гкал с НДС													
2017	**2017**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
1438,42	1490,2	1647,6	1730,2	1814,5	1899,7	1984,9	2071	2154,5	2228,4	2292,7	2350,1	2399,7	2450,08
Прогноз роста тарифа на тепловую энергию ФГУП "ЦИАМ им. П.И. Баранова", руб/Гкал без НДС													
2017	**2017**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
1565,6	1639,9	1813,8	1905,3	1997,9	2091,7	2184,3	2278	2371,8	2453,1	2524,2	2587,5	2641,7	2697,02562
Прогноз роста тарифа на тепловую энергию ФГУП "ЦИАМ им. П.И. Баранова", руб/Гкал с НДС													
2017	**2017**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
1847,41	1935,1	2071,9	2141,6	2211	2280,1	2347,4	2414,6	2480,8	2537,5	2586,6	2629,8	2666,5	2703,78
Прогноз роста тарифа на тепловую энергию ООО "ТЕКС", руб/Гкал без НДС													
2017	**2017**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
1962,32	1962,3	2101,1	2171,7	2242,1	2312,2	2380,5	2448,6	2515,8	2573,3	2623	2666,8	2704,1	2741,84
Прогноз роста тарифа на тепловую энергию ООО "ТЕКС", руб/Гкал с НДС													
2017	**2017**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
2315,54	2315,5	2479,3	2562,6	2645,7	2728,4	2809	2889,3	2968,6	3036,4	3095,2	3146,9	3190,8	3235,38

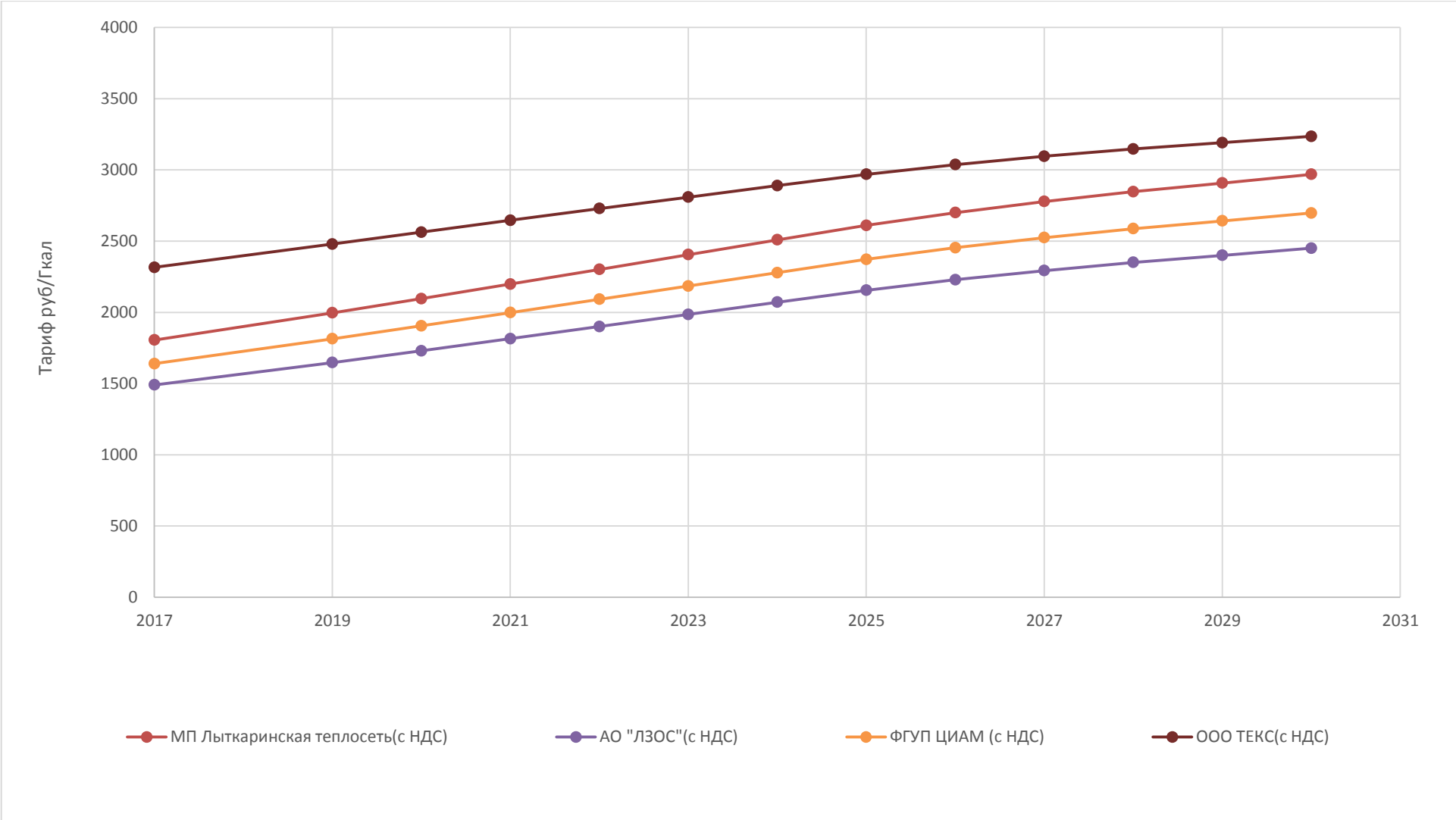


Рисунок 11.6.1. График тарифных последствий реализации развития схемы теплоснабжения.

Согласно графику рост тарифа на тепловую энергию сопоставим с ростом тарифа по прогнозу Министерства экономического развития.

Книга 12. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)

12.1. Определение существующих зон действия источников тепловой мощности в системе теплоснабжения поселения

Зона действия источников тепловой энергии: котельные в городском округе городе Лыткарино в системе теплоснабжения в городском поселении Лыткарино описаны в п. 1.1.3.

12.2. Расположение источников теплоснабжения в городском округе городе Лыткарино

Расположение источников тепловой энергии: котельные в городском округе городе Лыткарино в системе теплоснабжения городского округа город Лыткарино показаны в п. 1.1.3.

12.3. Определение изолированных зон действия источников тепловой мощности, планируемых к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемой теплоснабжения

Перечень зон действия перспективных изолированных систем теплоснабжения, планируемых к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемой теплоснабжения, приведен в **таблице 12.3.1**.

Таблица 12.3.1 — Зоны действия перспективных изолированных систем теплоснабжения городского округа город Лыткарино

Источник	Зона действия
Котельная №6Н	Микрорайон №4

12.4. Реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения

Список основных теплоснабжающих организаций г.о.г. Лыткарино представлен в **таблице 12.4.1**.

Таблица 12.4.1 — Список основных теплоснабжающих организаций городского округа город Лыткарино

Источник	Теплоснабжающая организация	Район теплоснабжения
Котельная №1		Микрорайон №2÷5

Источник	Теплоснабжающая организация	Район теплоснабжения
Котельная №2 «Очистные сооружения»	МП «Лыткаринская теплосеть»	Очистные сооружения г. Лыткарино
Котельная №3 «Кормоцех»		Микрорайон №6
Котельная №4 «Промзона»		Микрорайон №6
Котельная №5 «ЗИЛ»		Микрорайон «ЗИЛ»
Котельная ОАО «ЛЗОС»	ОАО «ЛЗОС»	Микрорайон №1
Котельная ООО «ТЕКС»	ООО «ТЕКС»	Микрорайон №4
Котельная НИЦ ЦИАМ	НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова»	промзона «Тураево»

12.5. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел проекта.

Федеральный закон от 27.07.2012 г. № 190 «О теплоснабжении» статьей 2, пунктами 14 и 28 вводит понятия «система теплоснабжения» и «единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения» (далее ЕТО), а именно:

- Система теплоснабжения - это совокупность источников тепловой энергии и тепло потребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;
- Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения – это теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» пунк-

том 4 устанавливает необходимость обоснования в проектах схем теплоснабжения предложений по определению единой теплоснабжающей организации.

Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению Правительством Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1 ФЗ-190 «О теплоснабжении»: Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

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

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

В случае, если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

3. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, городского округа, города федерального значения проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

4. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии

и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

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

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

6. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

7. В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

8. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

Цель настоящего раздела схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ город Лыткарино - подготовить и обосновать предложения для дальнейшего рассмотрения и определения единой теплоснабжающей организаций муниципального образования городской округ город Лыткарино. В этих предложениях должны содержаться обоснования соответствия предлагаемой теплоснабжающей организации (ТСО) критериям соответствия ЕТО, установленным в пункте 7 раздела II «Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации» Постановления Правительства РФ от 08.08.2012г. № 808 «Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации».

Согласно пункту 7 указанных «Правил…» критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган (в данном случае Администрация городского округа город Лыткарино) при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций муниципального образования городского округа город Лыткарино соответствующие сведения, являющимися критериями для определения будущей ЕТО. При этом под понятиями «рабочая мощность» и «емкость тепловых сетей» понимается:

- «рабочая мощность источника тепловой энергии» - это средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии,

определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы;

- «емкость тепловых сетей» - это произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей.

Согласно пункту 4 Постановления Правительства РФ от 08.08.2012г. «Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации» в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (ЕТО). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (ЕТО) определяются границами системы теплоснабжения. Под понятием «зона деятельности единой теплоснабжающей организации» подразумевается одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии. В случае если на территории поселения существуют несколько систем теплоснабжения уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Согласно пункту 5 указанных «Правил…» для присвоения ТСО статуса ЕТО на территории городского округа город Лыткарино лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и/или тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения на сайте) проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 настоящих «Правил…», заявку на присвоение организации статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке должна прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о принятии отчетности. В течение 3 рабочих дней с даты окончания срока подачи заявок уполномоченные органы обязаны разместить сведения о принятых заявках на сайте Администрации городского округа город Лыткарино.

Согласно пункту 6 указанных «Правил…» в случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В том случае, если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином за-

конном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями пунктов 7 - 10 Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808 «Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации».

Согласно пункту 8 указанных «Правил…» в случае, если заявка на присвоение статуса ЕТО подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации. Это требование для выбора ЕТО является наиболее важным и значимым и в дальнейшим будет определять варианты предложений по определению единой теплоснабжающей организации в соответствующей системе теплоснабжения, описанной соответствующими границами зоны деятельности.

Согласно пункту 9 указанных «Правил…» способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и также обосновывается проектом схемы теплоснабжения.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ч.6 ст.6 Федерального закона №190 «О теплоснабжении» орган местного самоуправления городского поселения.

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопо-

требляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями, выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

В разделе “Книга 12. Глава 4. Реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения схеме теплоснабжения” установлено **8** зон действия изолированных систем теплоснабжения.

Таблица 147 — Перечень зон действия систем теплоснабжения городского округа город Лыткарино

№ зоны тепло-ло-снаб-жения	Наименование ТСО, на базе которого образована система теплоснабжения	Зона действия	Организация, владеющая на праве собственности или ином законном основании источником тепловой энергии
1	МП «Лыткаринская теплосеть»	Согласно границе расположения потребителей, подключенных к источнику: котельная №1	МП «Лыткаринская теплосеть»
2	МП «Лыткаринская теплосеть»	Согласно границе расположения потребителей, подключенных к источнику: котельная №2 "Очистные сооружения"	МП «Лыткаринская теплосеть»
3	МП «Лыткаринская теплосеть»	Согласно границе расположения потребителей, подключенных к источнику: котельная №3 "Кормоцех"	МП «Лыткаринская теплосеть»
4	МП «Лыткаринская теплосеть»	Согласно границе расположения потребителей, подключенных к источнику: котельная №4 "Промзона"	МП «Лыткаринская теплосеть»
5	МП «Лыткаринская теплосеть»	Согласно границе расположения потребителей, подключенных к источнику: котельная №5 "ЗИЛ"	МП «Лыткаринская теплосеть»
6	ОАО «ЛЗОС» (**источник**) МП «Лыткаринская теплосеть» (**тепловые сети**)	Согласно границе расположения потребителей, подключенных к источнику: котельная ОАО «ЛЗОС»	ОАО «ЛЗОС»
7	ООО «ТЕКС»	Согласно границе расположения потребителей, подключенных к источнику: котельная ООО «ТЕКС»	ООО «ТЕКС»
8	НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова»	Согласно границе расположения потребителей, подключенных к источнику: котельная «НИЦ ЦИАМ»	НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова»

В качестве единых теплоснабжающих организаций на территории городского округа город Лыткарино рекомендованы следующие организации:

1. МП «Лыткаринская теплосеть»;
2. ОАО «ЛЗОС»;
3. ООО «ТЕКС»;
4. НИЦ ЦИАМ - филиал ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова».

Книга 13. Изменения, выполненные при актуализации схемы теплоснабжения на 2017 год

13.1. Целевые показатели на прогнозируемые периоды

Целевые показатели на прогнозируемые периоды представлены в **таблице 13.1.1**.

13.2. Сравнение прогнозируемых целевых показателей из ранее утвержденной схемы теплоснабжения с прогнозируемыми целевыми показателями по актуализируемой схеме теплоснабжения

Структура Схемы теплоснабжения в административных границах городского округа город Лыткарино Одинцовского муниципального района Московской области до 2029 года, разработанная в 2015 году не соответствует структуре согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». Сравнение прогнозируемых целевых показателей из ранее утвержденной схемы теплоснабжения не представляется возможным по причине их отсутствия в исходном документе.

При актуализации Схемы произведено полное структурирование документа и актуализация по состоянию на 2017 год.

Таблица 13.1.1 — Целевые показатели на прогнозируемые периоды теплоснабжающих организаций городского округа город Лыткарино

Наименование	2017 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023-2027 гг.	2028-2034гг.
Выработка (с учетом собственных нужд), Гкал/год	408413	421533	434654	447774	460895	526498	592100,6
Собственные нужды, %	1,68%	1,68%	1,68%	2,50%	2,00%	1,50%	1,05%
Собственные нужды, Гкал/год	6844	7063	7283	11194	9218	7897	6157,8
Годовой отпуск в сеть, Гкал/год	401569	414470	427371	436580	451677	518600	585942,8
Потери в теплосети, Гкал/год	39313	40576	41839	43658	36134	36302	29297,1
Потери в теплосети, %	9,79%	9,79%	9,79%	10,00%	8,00%	7,00%	5,00%
Полезный отпуск, Гкал/год	362256	373894	385532	392922	415543	482298	556646
Топливо (ПГ), тыс. $м^3$/год	54242	57002	58610	59396	62459	70421	78911
Топливо, тут/год	64482	66366	68239	69154	72720	81991	91875
НУР брутто, кгут/Гкал	178,0	177,5	177,0	176,0	175,0	170,0	165,1
Расход воды, тыс $м^3$	154,0	158,0	162,0	166,0	170,0	180	186,12
Протяженность т/с, 2-х трубное, м	60557,3	62262,5	63967,6	65672,8	67378,0	75903,9	84429,8
Суммарная установленная мощность, Гкал/ч	302,87	355,75	355,75	354,55	351,37	375,65	375,65

Приложения

Приложение 1. Режимные карты котлов

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель Генерального директора
ОАО «Лыткаринский завод оптического стекла»
«____»_____2015 г. _____ Ясев С. Г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА
ДКВР – 10 – 13

Стационарный № 1 Регистрационный № 15020 Заводской № 435
установленного в котельной ОАО «ЛЗОС»
при сжигании природного газа с $Q_н^р$ = 8010 ккал/нм^3

№№ П/П	ПОКАЗАТЕЛИ	Единица физ. величины	НАГРУЗКА %			
			~ 61	~ 82	~ 102	~ 124
1	2	3	4	5	6	
1	ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ	Т/Ч	**6,12**	**8,24**	**10,22**	**12,44**
2	ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ	ГКАЛ/Ч	**3,50**	**4,73**	**5,87**	**7,12**
3	ДАВЛЕНИЕ ПАРА В БАРАБАНЕ КОТЛА	КГС/СМ^2	8,0			
4	ДАВЛЕНИЕ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ: НА ВХОДЕ В ЭКОНОМАЙЗЕР НА ВЫХОДЕ ИЗ ЭКОНОМАЙЗЕРА	 ^oC ^oC	 10 8,8			
5	ТЕМПЕРАТУРА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ: НА ВХОДЕ В ЭКОНОМАЙЗЕР НА ВЫХОДЕ ИЗ ЭКОНОМАЙЗЕРА	 ^oC ^oC	 88 – 90 120 – 128			
6	РАСХОД ГАЗА	НМ^3/Ч	478	639	790	961
7	ТИП ГОРЕЛОК	--	ГМГ – 5,5/7			
8	ЧИСЛО РАБОТАЮЩИХ ГОРЕЛОК	ШТ.	2	2	2	2
9	ДАВЛЕНИЕ ГАЗА В ПОДАЮЩЕЙ ЛИНИИ ПЕРЕД КОТЛОМ	КГС/М^2	360	360	360	360
10	ДАВЛЕНИЕ ГАЗА В КОЛЛЕКТОРЕ ПЕРЕД ГОРЕЛКАМИ	ПА	200	420	670	1000
11	ДАВЛЕНИЕ ГАЗА ПЕРЕД ГОРЕЛКАМИ: ЛЕВАЯ ПРАВАЯ	 ПА ПА	 100 100	 250 250	 400 400	 600 600
12	ДАВЛЕНИЕ ВОЗДУХА ПОСЛЕ ВЕНТИЛЯТОРА	КПА	0,13	0,17	0,28	0,42
13	ДАВЛЕНИЕ ВТОРИЧНОГО ВОЗДУХА ПЕРЕД ГОРЕЛКАМИ: ЛЕВАЯ ПРАВАЯ	 ПА ПА	 50 50	 90 90	 120 120	 170 170
14	РАЗРЕЖЕНИЕ В ТОПКЕ	КГС/М^2	2,5			
15	РАЗРЕЖЕНИЕ ЗА КОТЛОМ	КГС/М^2	11	13	17	25
16	РАЗРЕЖЕНИЕ ЗА ЭКОНОМАЙЗЕРОМ	КГС/М^2	17	20	26	36
17	ТЕМПЕРАТУРА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ : ЗА КОТЛОМ ЗА ЭКОНОМАЙЗЕРОМ	 ^oC ^oC	 230,1 121,6	 240,4 128	 254 133,6	 269,5 144,1
18	ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА НА ГОРЕНИЕ	^oC	26			
19	СОСТАВ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ЗА КОТЛОМ: УГЛЕКИСЛЫЙ ГАЗ CO_2 КИСЛОРОД O_2 ОКИСЬ УГЛЕРОДА CO ОКСИДЫ АЗОТА NO_X	 % % PPM PPM	 7,5 7,6 0 58	 8,7 5,5 0 62	 9,2 4,7 0 55	 9,4 4,3 0 65
20	СОСТАВ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ЗА ЭКОНОМАЙЗЕРОМ: УГЛЕКИСЛЫЙ ГАЗ CO_2 КИСЛОРОД O_2 ОКИСЬ УГЛЕРОДА CO ОКСИДЫ АЗОТА NO_X	 % % PPM PPM	 7,4 7,8 0 51	 8,5 5,9 0 62	 9,2 4,7 0 55	 9,2 4,6 0 61
21	КОЭФФИЦИЕНТ ИЗБЫТКА ВОЗДУХА: ЗА КОТЛОМ ЗА ЭКОНОМАЙЗЕРОМ	 -- --	 1,53 1,59	 1,32 1,35	 1,25 1,25	 1,23 1,25
22	ПОТЕРИ ТЕПЛА: С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ ОТ ХИМИЧЕСКОГО НЕДОЖОГА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	 % % %	 5,87 0 2,78	 5,61 0 2,06	 5,60 0 1,66	 6,12 0 1,37
23	КПД КОТЛА [брутто]	%	91,35	92,33	92,74	92,51
24	УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА НА ВЫРАБОТКУ 1ГКАЛ НАТУРАЛЬНОГО УСЛОВНОГО	 НМ^3/ГКАЛ КГ/ГКАЛ	 136,67 156,38	 135,21 154,72	 134,62 154,04	 134,95 154,42

ИСПОЛНИТЕЛЬ НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ:_____/Р. У. РАХМАТУЛЛИН/

НАЧАЛЬНИК ЦЕХА-НАЧАЛЬНИК КОТЕЛЬНОЙ:_____/А. Г. МОИСЕЙЧЕВ/

«Утверждаю»
Зам. Генерального директора ОАО «ЛЗОС»
_____ Ясев С.Г.
_____2016 г.

Р Е Ж И М Н А Я К А Р Т А

Работы котлоагрегата типа ДЕ 10 – 14 ГМ ст. № 2, рег. № 20 211, в котельной ОАО «ЛЗОС», при сжигании природного газа с $Q_p^н$ = 8100 ккал/нм³.

№ п.п. Параметры	Размер-ность	Значение величин по нагрузке в % от номинальной					
		38	61	67	79	87	94
1. Паропроизводительность	т/ч	3,8	6,1	6,7	7,9	8,7	9,4
2. Теплопроизводительность	Гкал/ч	2,12	3,35	3,66	4,16	4,79	5,16
3. Расход газа котлом	нм³ /ч	295	460	500	565	650	700
4. Давление газа перед горелкой	кгс/м²	500	1000	1200	1500	2000	2300
5. Давление воздуха перед горелкой	кгс/м²	16	31	36	47	62	72
6. Давление пара в барабане	кгс/см²	-- 8,0 –10,0 ---					
7. Температура дутьевого воздуха	°С	--- 20 – 22 ---					
8. Температура питательной воды перед экономайзером	°С	--- 102 – 104 ----					
9. Температура питательной воды после экономайзера	°С	116	118	122	123	124	126
10. Температура дымовых газов за котлом	°С	196	211	221	223	233	240
11. Температура дымовых газов за эк-ром	°С	100	111	115	120	127	131
12. Гидравлическое сопротивление эк-ра	кгс/см²	---- не более 2,0 ----					
13. Разрежение в топке котла	кгс/м²	--- 2,0 - 2,5 ---					
14. Разрежение за котлом	кгс/м²	14	23	28	42	57	62
15. Разрежение за экономайзером	кгс/м²	21	37	47	58	77	82
16. Состав продуктов сгорания за котлом:							
- CO_2	%	9,4	9,5	9,6	9,7	9,8	9,8
- O_2	%	4,2	4,0	3,9	3,8	3,6	3,6
- CO	ppm	1	7	8	10	13	12
- NO_x	ppm	75	78	81	90	92	95
17. Состав продуктов сгорания за экономайзером:							
- CO_2	%	8,8	8,9	9,0	9,1	9,2	9,2
- O_2	%	5,3	5,2	5,0	4,8	4,6	4,6
- CO	ppm	4	6	6	7	8	9
- NO_x	ppm	67	71	73	75	80	88
18. Коэффициент избытка воздуха за котлом	--	1,27	1,26	1,23	1,21	1,20	1,20
19. Коэффициент избытка воздуха за эк-ром	--	1,34	1,32	1,31	1,29	1,28	1,28
20. КПД котлоагрегата (брутто)	%	89,1	91,3	88,7	91,5	91,8	91,8
21. Удельная норма расхода условного топлива на выработку 1 Гкал тепла	кг у.т./ Гкал	160,3	156,5	156,1	155,8	155,6	155,6

«Согласовано»:
Начальник котельной ОАО «ЛЗОС»
/ Моисейчев А.Г./

Составил: Инженер-наладчик
ООО «ИНТ-ЭНЕРГО»
/ Ходыкин А.Я. /
20 января 2016 года

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель Генерального директора
ОАО «Лыткаринский завод оптического стекла»
Туркин М. А.

«12» декабря 2013 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

КОТЛА ПТВМ – 50

установленного в котельной ОАО «Лыткаринский завод оптического стекла» г. Лыткарино

при сжигании природного газа с $Q_н^р$ = 8080 ккал/нм^3

Регистрационный № 11326

№№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ	ОБОЗ-НАЧЕ-НИЕ	РАЗ-МЕРНОСТЬ	НАГРУЗКА КОТЛА %								
				~ 44	~ 48	~ 49	~ 58	~ 62	~ 64	~ 68	~ 73	~ 76
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Теплопроизводительность котла	$Q_{ка}$	Гкал/ч	**21,94**	**24,07**	**24,70**	**28,84**	**30,74**	**32,10**	**34,02**	**36,63**	**38,08**
2	Расход воды через котел	$G_к$	т/ч	705 - 707			684 - 688			678 – 680		
3	Давление воды: на входе в котёл на выходе из котла	 $P^1_к$ $P^{11}_к$	 кгс/см^2 кгс/см^2	 11,5 – 11,6 7,2 – 7,3			 11,3 -11,4 7,2 – 7,3			 11,4 7,4		
4	Температура воды: на входе в котёл на выходе из котла	 $T^1_к$ $T^{11}_к$	 ^{0}C ^{0}C	 66 – 70 97 – 105			 66 – 68 108 – 114			 70 – 72 122 – 126		
5	Расход топлива	$B_г$	нм^3/ч	2890	3180	3260	3840	4110	4300	4650	4960	5150
6	Тип горелок			МГМГ - 6								
7	**Количество горелок**	**$n_г$**	**шт.**	**4**			**6**			**8**		
9	Низшая теплота сгорания	$Q_н^р$	ккал/кг	8080								
10	Номера горелок	n		5; 7; 6; 8			3; 5; 7; 6; 8; 10			3; 5; 7; 9; 4; 6; 8; 10		
11	Давление газа в коллекторе перед котлом (щит)	$P_г^{гор(щ)}$	кгс/см^2	0,26			0,25			0,24		
12	Давление газа перед горелками	$P_г^г$	кгс/см^2	0,08	0,10	0,105	0,07	0,08	0,09	0,06	0,07	0,08
13	Давление воздуха перед горелками	$H_в^{гор}$	мм.в.ст.	50 - 55	65 - 72	70 - 80	45 - 55	68 - 75	75 - 80	65 - 75	75 - 80	75 - 80
14	Температура воздуха на горение	$T_в$	^{0}C	4			6			6		

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15	Состав дымовых газов за котлом: Углекислый газ Кислород Окись углерода Оксиды азота	 CO_2 O_2 CO NO_x	 % % ppm ppm	 10,6 2,1 0 101	 10,8 1,8 6 113	 11,0 1,4 7 106	 10,2 2,9 2 113	 10,2 2,8 0 130	 10,2 2,8 0 120	 9,9 3,4 0 128	 10,4 2,5 0 131	 10,9 1,6 0 129
16	Коэффициент избытка воздуха за котлом	$\alpha_к$	--	1,10	1,08	1,06	1,15	1,14	1,14	1,17	1,12	1,07
17	Температура уходящих газов за котлом	$T_{ух}$	°C	103	110	114	132	142	147	170	174	177
18	Разрежение в топке	$S_т$	кгс/м^2	12	13,5	15	13	14	15	14	13,5	13
19	Потери тепла с уходящими газами	q_2	%	4,46	4,86	4,81	5,85	6,30	6,53	7,75	7,65	7,56
20	Потери тепла с химическим недожогом	q_3	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Потери тепла в окружающую среду на разных нагрузках	q_5	%	1,60	1,45	1,42	1,21	1,14	1,09	1,02	0,96	0,92
22	КПД брутто котлоагрегата	$\eta_{ка}^{бр}$	%	93,94	93,69	93,77	92,94	92,56	92,38	91,23	91,39	91,52
23	Удельный расход натурального топлива на выработку 1Гкал теплоты	$в^н$	нм^{3}нт/гкал	132,91	133,28	133,15	133,16	133,71	133,97	135,66	135,42	135,23
24	Удельный расход условного топлива на выработку 1Гкал теплоты	$в^у$	кгут/гкал	152,09	152,51	152,36	153,71	154,34	154,64	156,59	156,32	156,09

ИСПОЛНИТЕЛЬ НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ:_____/ РАХМАТУЛЛИН Р. У. /

НАЧАЛЬНИК ЦЕХА – НАЧАЛЬНИК КОТЕЛЬНОЙ:_____/ МОИСЕЙЧЕВ А. Г. /

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель Генерального директора
ОАО «Лыткаринский завод оптического стекла»
_____ Ясев С.Г.

«____»_____2014 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

КОТЛА ПТВМ – 50

установленного в котельной ОАО «Лыткаринский завод оптического стекла» г. Лыткарино

при сжигании природного газа с $Q_н^р$ = 8080 ккал/нм^3

Стационарный № 5 **Регистрационный № 11245**

№№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ	ОБОЗ-НАЧЕ-НИЕ	РАЗ-МЕРНОСТЬ	НАГРУЗКА КОТЛА %								
				~ 32	~ 35	~ 39	~ 47	~ 51	~ 56	~ 56	~ 63	~ 69
1	**2**	**3**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1	Теплопроизводительность котла	$Q_{ка}$	Гкал/ч	**15,92**	**17,43**	**19,60**	**23,43**	**25,48**	**28,23**	**28,10**	**31,50**	**34,72**
2	Расход воды через котел	$G_к$	т/ч	700			700			700		
3	Давление воды: на входе в котёл на выходе из котла	 $P^1_к$ $P^{11}_к$	 кгс/см^2 кгс/см^2	 10,8 7,8			 10,8 7,8			 10,8 7,8		
4	Температура воды: на входе в котёл на выходе из котла	 $T^1_к$ $T^{11}_к$	 ^oC ^oC	 68-70 90-98			 67-68 101-109			 68-70 109-121		
5	Расход топлива	$B_г$	нм^3/ч	2130	2330	2620	3140	3420	3800	3810	4,295	4760
6	Тип горелок			МГМГ - 6								
7	**Количество горелок**	**$n_г$**	**шт.**	**4**			**6**			**8**		
8	Низшая теплота сгорания	$Q_н^р$	ккал/кг	8080								
9	Номера горелок	n		5; 7; 6; 8			3; 5; 7; 6; 8; 10			3; 5; 7; 9; 4; 6; 8; 10		
10	Давление газа в коллекторе перед котлом (щит)	$P_г^{гор (щ)}$	кгс/см^2	0,29			0,29			0,29		
11	Давление газа перед горелками	$P_г^г$	кгс/см^2	0,08	0,1	0,13	0,08	0,1	0,13	0,08	0,1	0,13
12	Давление воздуха перед горелками	$H_в^{гор}$	мм.в.ст.	20	28	40	32	45	60	38	50	65
13	Температура воздуха на горение	$T_в$	^0C	-4			-4			-3		

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
14	Состав дымовых газов за котлом: Углекислый газ Кислород Окись углерода Оксиды азота	 CO_2 O_2 CO NO_x	 % % ppm ppm	 8,0 6,8 0 63	 8,3 6,2 0 68	 8,5 5,9 0 71	 9,0 5,6 0 84	 9,4 4,3 0 91	 9,6 3,9 0 95	 8,1 6,6 0 74	 8,6 5,7 0 83	 9,1 4,8 0 88
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом	$\alpha_к$	--	1,43	1,38	1,35	1,28	1,23	1,20	1,41	1,33	1,27
16	Температура уходящих газов за котлом	$T_{ух}$	°C	90	96	102	117	126	137	133	151	168
17	Разрежение в топке	$S_т$	кгс/м^2	15	15	15	14	14	14	13	13	13
18	Потери тепла с уходящими газами	q_2	%	5,28	5,40	5,61	6,17	6,41	6,82	7,48	8,12	8,72
19	Потери тепла с химическим недожогом	q_3	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Потери тепла в окружающую среду на разных нагрузках	q_5	%	2,20	2,01	1,79	1,49	1,37	1,24	1,25	1,11	1,01
21	КПД брутто котлоагрегата	$\eta_{ка}^{бр}$	%	92,52	92,59	92,60	92,34	92,22	91,94	91,27	90,77	90,27
22	Удельный расход натурального топлива на выработку 1Гкал теплоты	$в^н$	нм^{3}нт/гкал	133,77	133,67	133,65	134,03	134,20	134,61	135,60	136,35	137,10
23	Удельный расход условного топлива на выработку 1Гкал теплоты	$в^у$	кгут/гкал	154,41	154,29	154,27	154,71	154,91	155,38	156,52	157,38	158,26

ИСПОЛНИТЕЛЬ НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ:_____ / РАХМАТУЛЛИН Р. У. /

НАЧАЛЬНИК ЦЕХА – НАЧАЛЬНИК КОТЕЛЬНОЙ:_____ / МОИСЕЙЧЕВ А. Г. /

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник котельной ООО «ТЕКС»

_____ / Александров Д. В. /

« 25 » декабря 2015 года

3,

РЕЖИМНАЯ КАРТА

выполненная на основании проведения режимно-наладочных работ котлоагрегата Viessmann Vitomax 100 (2300 кВт), стац. №1, зав. № 7284151500021100 оборудованного горелкой Weishaupt WM-GL 30/1-A исп. ZM-T, зав. № 40187924 в котельной по адресу: г. Лыткарино, отделение №3, ПК «Сельскохозяйственная артель «Колхоз им.Ленина» при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8040 ккал/м3

№ п.п.	Параметры работы котла	Размерность	Производительность от номинальной,%			
			29%	48%	74%	101%
1	Теплопроизводительность котла	МВт	0,67	1,09	1,71	2,31
2	Фактический расход газа	нм^3/ч	76	123	195	266
3	Давление газа перед горелкой	мбар	250	250	250	250
4	Давление газа на горелке	мбар	1,1	8,0	15,0	21,0
5	Давление воздуха на горелке	мбар	1,5	9,0	16,5	24,0
6	Разряжение за котлом	мбар	-0,6	-0,9	-1	-1,1
7	Давление воды на входе в котел	кгс/см^2	2,6	2,6	2,6	2,6
8	Давление воды на выходе из котла	кгс/см^2	2,5	2,5	2,5	2,5
9	Температура воды на входе в котел	^0C	65	65	65	65
10	Температура воды на выходе из котла	^0C	72	77	83	89
11	Температура уходящих газов	^0C	117	130	149	172
12	Содержание в уходящих газах за котлом					
	• двуокиси углерода CO_2	%	9,8	9,9	10,0	10,1
	• свободного кислорода O_2	%	3,4	3,3	3,2	3,1
	• окиси углерода CO	%	0	0	0	0
	• окиси азота NO	ppm	72	77	78	78
	• общее содержание оксидов азота NO_x	ppm	75	80	81	81
	• метана CH_4	%	0	0	0	0
	• водорода H_2	%	0	0	0	0
13	Коэффициент избытка воздуха	α	1,19	1,18	1,18	1,16
14	Потери тепла с уходящими газами	%	3,8	4,3	5,2	6,2
15	Потери тепла от химического недожога	%	0	0	0	0
16	Потери тепла в окружающую среду	%	1,4	0,8	0,5	0,4
17	КПД котла (брутто)	%	94,7	94,6	94,1	93,2
18	Удельный расход условного топлива	кг.у.т./Гкал	150,9	151,0	151,9	153,3

Согласовано:

Заместитель начальника котельной ООО «ТЕКС»

_____ / Дубенчук Д.М. /

Составил:

Инженер - наладчик ООО «Стемм»

_____ / Алексухин Ю.Д. /

« 25 » декабря 2015 года

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник котельной ООО «ТЕКС»

_____ / Александров Д. В. /
« 25 » декабря 2015 года

РЕЖИМНАЯ КАРТА

выполненная на основании проведения режимно-наладочных работ
котлоагрегата Viessmann Vitomax 100 (2300 кВт), стац. №1, зав. № 7284151500021100
оборудованного горелкой Weishaupt WM-GL 30/1-A исп. ZM-T, зав. № 40187924
в котельной по адресу: г. Лыткарино, отделение №3, ПК «Сельскохозяйственная артель «Колхоз им.Ленина»
при сжигании дизельного топлива с теплотой сгорания 10180 ккал/кг

№ п.п.	Параметры работы котла	Размерность	Производительность от номинальной,%			
			32%	57%	74%	100%
1	Теплопроизводительность котла	МВт	0,73	1,30	1,70	2,29
2	Фактический расход топлива	нм^3/ч	65	117	154	210
3	Давление топлива на форсунках	кгс/см2	23	22	21	20
4	Давление топлива на форсунках	кгс/см2	23	22	21	20
5	Давление воздуха на горелке	мбар	2	9	16	24
6	Разряжение за котлом	мбар	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5
7	Давление воды на входе в котел	кгс/см^2	2,6	2,6	2,6	2,6
8	Давление воды на выходе из котла	кгс/см^2	2,5	2,5	2,5	2,5
9	Температура воды на входе в котел	^0C	65	65	65	65
10	Температура воды на выходе из котла	^0C	75	82	88	96
11	Температура уходящих газов	^0C	111	133	155	177
12	Содержание в уходящих газах за котлом					
	• двуокиси углерода CO_2	%	13,5	13,6	13,7	13,8
	• свободного кислорода O_2	%	3,7	3,6	3,5	3,4
	• окиси углерода CO	%	0	0	0	0
	• окиси азота NO	ppm	53	61	73	76
	• общее содержание оксидов азота NO_x	ppm	56	65	77	81
	• метана CH_4	%	0	0	0	0
	• водорода H_2	%	0	0	0	0
13	Коэффициент избытка воздуха	α	1,22	1,21	1,19	1,18
14	Потери тепла с уходящими газами	%	4,0	5,0	6,1	7,3
15	Потери тепла от химического недожога	%	0	0	0	0
16	Потери тепла в окружающую среду	%	1,3	0,7	0,5	0,4
17	КПД котла (брутто)	%	94,6	94,1	93,2	92,1
18	Удельный расход условного топлива	кг.у.т./Гкал	151,1	151,8	153,3	155,1

Согласовано:

Заместитель начальника котельной ООО «ТЕКС»

_____ / Дубенчук Д.М. /

Составил:

Инженер - наладчик ООО «Стемм»

_____ / Алексухин Ю.Д. /
« 25 » декабря 2015 года

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник котельной ООО «ТЕКС»

_____ / **Александров Д. В.** /
« 25 » декабря 2015 года

РЕЖИМНАЯ КАРТА

выполненная на основании проведения режимно-наладочных работ
котлоагрегата Viessmann Vitomax 100 (2900 кВт), стац. №2, зав. № 7284153200037105
оборудованного горелкой Weishaupt WM-GL 30/2-A исп. ZM-T, зав. № 40187925
в котельной по адресу: г. Лыткарино, отделение №3, ПК «Сельскохозяйственная артель «Колхоз им.Ленина»
при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8040 ккал/м3

№ п.п.	Параметры работы котла	Размерность	Производительность от номинальной,%			
			23%	47%	76%	100%
1	Теплопроизводительность котла	МВт	0,67	1,36	2,21	2,91
2	Фактический расход газа	нм^3/ч	76	154	253	335
3	Давление газа перед горелкой	мбар	250	250	250	250
4	Давление газа на горелке	мбар	1,1	8,0	15,0	20,0
5	Давление воздуха на горелке	мбар	2,5	13,0	23,0	31,0
6	Разряжение за котлом	мбар	-0,6	-0,9	-0,9	-1,1
7	Давление воды на входе в котел	кгс/см^2	2,6	2,6	2,6	2,6
8	Давление воды на выходе из котла	кгс/см^2	2,5	2,5	2,5	2,5
9	Температура воды на входе в котел	^0C	65	65	65	65
10	Температура воды на выходе из котла	^0C	72	79	88	96
11	Температура уходящих газов	^0C	108	135	157	177
12	Содержание в уходящих газах за котлом					
	• двуокиси углерода CO_2	%	9,7	9,9	9,9	10,1
	• свободного кислорода O_2	%	3,5	3,3	3,3	3,1
	• окиси углерода CO	%	0	0	0	0
	• окиси азота NO	ppm	56	58	59	64
	• общее содержание оксидов азота NO_x	ppm	58	61	63	66
	• метана CH_4	%	0	0	0	0
	• водорода H_2	%	0	0	0	0
13	Коэффициент избытка воздуха	α	1,20	1,18	1,18	1,16
14	Потери тепла с уходящими газами	%	3,5	4,7	5,7	6,6
15	Потери тепла от химического недожога	%	0	0	0	0
16	Потери тепла в окружающую среду	%	1,7	0,9	0,5	0,4
17	КПД котла (брутто)	%	94,6	94,3	93,6	92,8
18	Удельный расход условного топлива	кг.у.т./Гкал	151,0	151,5	152,7	153,9

Согласовано:
Заместитель начальника котельной ООО «ТЕКС»
_____ / **Дубенчук Д.М.** /

Составил:
Инженер - наладчик ООО «Стемм»
_____ / **Алексухин Ю.Д.** /
« 25 » декабря 2015 года

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник котельной ООО «ТЕКС»

_____ / Александров Д. В. /

« 25 » декабря 2015 года

РЕЖИМНАЯ КАРТА

выполненная на основании проведения режимно-наладочных работ
котлоагрегата Viessmann Vitomax 100 (2900 кВт), стац. №2, зав. № 7284153200037105
оборудованного горелкой Weishaupt WM-GL 30/2-A исп. ZM-T, зав. № 40187925
в котельной по адресу: г. Лыткарино, отделение №3, ПК «Сельскохозяйственная артель «Колхоз им.Ленина»
при сжигании дизельного топлива с теплотой сгорания 10180 ккал/кг

№ п.п.	Параметры работы котла	Размерность	Производительность от номинальной,%			
			28%	51%	73%	100%
1	Теплопроизводительность котла	МВт	0,83	1,47	2,13	2,90
2	Фактический расход топлива	нм^3/ч	74	132	194	265
3	Давление топлива на форсунках	кгс/см2	21	20	19	18
4	Давление топлива на форсунках	кгс/см2	21	20	19	18
5	Давление воздуха на горелке	мбар	2	10	19	27
6	Разряжение за котлом	мбар	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4
7	Давление воды на входе в котел	кгс/см^2	2,6	2,6	2,6	2,6
8	Давление воды на выходе из котла	кгс/см^2	2,5	2,5	2,5	2,5
9	Температура воды на входе в котел	^0C	65	65	65	65
10	Температура воды на выходе из котла	^0C	74	80	87	95
11	Температура уходящих газов	^0C	114	136	161	176
12	Содержание в уходящих газах за котлом					
	• двуокиси углерода CO_2	%	13,5	13,6	13,5	13,7
	• свободного кислорода O_2	%	3,7	3,6	3,6	3,5
	• окиси углерода CO	%	0	0	0	0
	• окиси азота NO	ppm	55	59	71	74
	• общее содержание оксидов азота NO_x	ppm	58	64	75	78
	• метана CH_4	%	0	0	0	0
	• водорода H_2	%	0	0	0	0
13	Коэффициент избытка воздуха	α	1,22	1,20	1,19	1,19
14	Потери тепла с уходящими газами	%	4,1	5,2	6,4	7,1
15	Потери тепла от химического недожога	%	0	0	0	0
16	Потери тепла в окружающую среду	%	1,4	0,8	0,5	0,4
17	КПД котла (брутто)	%	94,3	93,8	92,9	92,3
18	Удельный расход условного топлива	кг.у.т./Гкал	151,5	152,2	153,8	154,8

Согласовано:

Заместитель начальника
котельной ООО «ТЕКС»

_____ / Дубенчук Д.М. /

Составил:

Инженер - наладчик ООО «Стемм»

_____ / Алексухин Ю.Д. /

« 25 » декабря 2015 года

Приложение 2. Паспорт качества газа

Открытое Акционерное Общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Москва»
Московское линейное производственное управление магистральных газопроводов
Адрес: 142770, г. Москва, поселение Сосенское, пос. Газопровод. Телефон-факс: (495) 817-15-58

УТВЕРЖДАЮ
Начальник филиала
ООО «Газпром трансгаз Москва»
«Московское ЛПУМГ»

_____ А.В. Касьяненко
М.П.
02 февраля 2015 года

ПАСПОРТ № 116
качества газа за январь 2015 года.

СХ	ООП

1. Паспорт распространяется на объёмы газа поданного в общем потоке по газопроводу **КГМО (кольцевой газопровод Московской области) – КРП-10 (контрольно-распределительный пункт)** покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через КРП-10 и газораспределительные станции (пункты) ГРС(П): Ракитки, Красная Пахра, Воскресенское, Ерино, Подольск, Климовск, Кутьино, Михайловское, Юрьевка, Вороново, Рогово, Селятино, Апрелевка, Зорька, Наро–Фоминск, Дружба, Деденево, Восход, Атепцево, п/я - 45, Сынково, Петровское, Домодедово-город.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 005-93.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87, условиями договора поставки (транспортировки) и технических соглашений.
4. Результаты испытаний приведены в таблице.

   Место отбора проб газа – **КРП-10.**

   Показатели качества и их численные значения в таблице по п.п. 9 – 12 ГОСТ 5542-87 не регламентирует.
5. Фактическая теплота сгорания и число Воббе по п.п.1, 2 таблицы определены на основании 3-х анализов за 13, 20, 27 января 2015 года.

Результаты средних арифметических значений компонентного состава и физико-химических показателей качества природного газа за месяц см. на обороте.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормир. значение по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1.[1]	Теплота сгорания низшая при 20 °С и 101,325 кПа	МДж/м^3 (ккал/м^3)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,8 (7600)	34,10 (8145)
2.	Число Воббе высшее	МДж/м^3 (ккал/м^3)	ГОСТ 31369-2008	41,2-54,5 (9850–13000)	49,80 (11893)
3.	Молярная доля кислорода	%	ГОСТ 31371.1-7-2008	не более 1,0	0,0058
4.	Массовая концентрация сероводорода	г/м^3	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,02	менее 0,010
5.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м^3	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,036	менее 0,010
6.	Масса механических примесей в 1 м^3	г/м^3	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствуют
7.[2]	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-77	не менее 3	3
8.	Температура точки росы газа по влаге:	°С	ГОСТ 20060-83	ниже температуры газа	-21,1
9.	при температуре газа	°С		–	+2,2
10.	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371.1-7-2008	–	0,656
11.	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371.1-7-2008	–	0,136
12.	Плотность газа при 20°С и 101,325 кПа	кг/м^3	ГОСТ 31369-2008	–	0,6943

Значения показателей по п.п. 1-12 определены в Испытательной лаборатории газа (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.515174 от 25.02.2013г.).

Начальник Испытательной лаборатории газа М.В. Горх

Заполняется регионгазом или филиалом ООО «Газпром межрегионгаз»
Копия паспорта выдана поставщиком _____
(наименование регионгаза или филиала ООО «Газпром межрегионгаз»)
покупателю (потребителю) по его запросу _____
(наименование предприятия)
«____»_____ 20___г.

[1] Для информации значение показателя так же указывается в ккал/м^3 (соотношение единиц приведено в приложении № 3 к Положению о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).
[2] Показатель определяется в тех случаях, когда поставка газа осуществляется организациями ОАО «Газпром» непосредственно потребителю. В соответствии с ПБ 12-529-03 "Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления" интенсивность запаха должна обеспечиваться газотранспортной организацией в конечных точках газораспределительной сети (у потребителя). Пункты контроля, периодичность отбора проб, а также интенсивность запаха (одоризация) должны определяться газораспределительными организациями, что должно быть отражено в договоре на поставку газа.

Филиал ООО "Газпром трансгаз Москва"
"Московское линейное производственное управление магистральных газопроводов"

В производственный отдел метрологического обеспечения
ООО "Газпром трансгаз Москва"

В диспетчерскую службу ООО "Газпром межрегионгаз Москва"

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА
за январь 2015 года

ООП	СХ

Место отбора проб	К Р П - 10	К Р П - 11	К Р П - 14	К Р П - 15	К Р П - 16	ГРП - Романтика
Компонентный состав, молярная доля, %:						
Метан	96,60	96,20	96,62	96,37	96,16	96,16
Этан	1,84	2,06	1,83	1,95	2,09	2,10
Диоксид углерода	0,136	0,130	0,126	0,121	0,124	0,118
Пропан	0,53	0,67	0,53	0,63	0,68	0,69
Изо-бутан	0,089	0,113	0,090	0,106	0,115	0,116
Норм-бутан	0,087	0,115	0,087	0,106	0,116	0,116
Нео -пентан	0,0016	0,0017	0,0015	0,0016	0,0017	0,0016
Изо-пентан	0,0173	0,0232	0,0177	0,0218	0,0238	0,0242
Норм-пентан	0,0125	0,0168	0,0128	0,0159	0,0174	0,0177
Гексаны+высшие углеводороды	0,0138	0,0166	0,0136	0,0170	0,0190	0,0191
Азот	0,656	0,641	0,653	0,642	0,637	0,617
Кислород	0,0058	0,0069	0,0058	0,0058	0,0079	0,0057
Водород	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011
Гелий	0,0110	0,0103	0,0110	0,0107	0,0103	0,0102
Теплота сгорания низшая:						
при стандартных условиях, ккал/м^3	8145	8191	8146	8177	8196	8200
при стандартных условиях, МДж/м^3	34,10	34,30	34,10	34,23	34,31	34,33
Число Воббе:						
при стандартных условиях, ккал/м^3	11893	11923	11895	11916	11928	11934
при стандартных условиях, МДж/м^3	49,80	49,92	49,80	49,89	49,94	49,96
Плотность при стандартных условиях по ГОСТ 31369, кг/м3	0,6943	0,6983	0,6942	0,6968	0,6987	0,6987
Интенсивность запаха, балл	3	-	3	3	3	3
Массовая концентрация, г/м3						
меркаптановой серы	менее 0,010/ факт 0,0064	менее 0,010/ факт 0,0065	менее 0,010/ факт 0,0059	менее 0,010/ факт 0,0087	менее 0,010/ факт 0,0063	менее 0,010/ факт 0,0060
сероводорода	менее 0,010	менее 0,010	менее 0,010	менее 0,010	менее 0,011	менее 0,010
Масса механических примесей, г/м^3	отсут.	отсут.	отсут.	отсут.	отсут.	отсут.
Температура точки росы по влаге, ^{O}C	-21,1	-17,2	-20,5	-12,9	-11,8	-14,6
при давлении газа, кгс/см^2	34,0	32,5	32,2	36,5	34,1	36,0
при температуре газа, ^{O}C	2,2	2,0	2,0	2,0	1,0	2,8

Главный инженер филиала
ООО "Газпром трансгаз Москва"
Московское ЛПУМГ — В.И. Петрушин

Начальник
Испытательной лаборатории газа — М.В. Горх

Приложение 3. 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 единовременно, 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 ^{0}С - для открытых систем централизованного теплоснабжения; не менее 50 ^{0}С –для закрытых систем централизованного теплоснабжения; не более 75 ^{0}С – для любых систем теплоснабжения	Допустимое отклонение температуры горячей воды в точке разбора: в ночное время (с 23.00 до 6.00 часов) не более чем на 5 ^{0}С; в дневное время (с 6.00 до 23.00 час.) не более чем на 3 ^{0}С	За каждые 3 ^{0}С снижения температуры свыше допустимых отклонений размер платы снижается на 0,1 % за каждый час превышения (суммарно за расчетный период) допустимой продолжительности нарушения; при снижении температуры горячей воды ниже 40 ^{0}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 единовременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от 12 ^{0}С до нормативной; не более 8 ч единовременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от 10 ^{0}С до 12 ^{0}С; не более 4 ч единовременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от 8 ^{0}С до 10 ^{0}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 ^{0}С (в угловых комнатах +20 ^{0}С), в районах с температурой наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92 ^{0}С) – 31 ^{0}С и ниже +20 (+22) ^{0}С; 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 ^{0}С. Допустимое превышение нормативной температуры не более 4 ^{0}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% размера платы, определенной исходя из нормативов потребления коммунальных услуг (при отсутствии приборов учета), за каждый градус отклонения температуры
7.Давление во внутридомовой системе отопления: с чугунными радиаторами не более 0,6 МПа (6 кгс/см^2); с системами конвекторного и панельного отопления,	Отклонение давления более установленных значений не допускается	За каждый час (суммарно за расчетный период) периода отклонения установленного давления во внутридомовой системе отопления при давлении, отличающемся от установленного более чем на

калориферами, а также прочими отопительными приборами – не более 1 МПа (10 кгс/см^2); с любыми отопительными приборами – не менее чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) превышающее статическое давление, требуемое для постоянного заполнения системы отопления теплоносителем		25%, плата не вносится за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества (независимо от показаний приборов учета)

Приложение 4. Состояние резервного хозяйства

СПРАВКА

о состоянии топливного хозяйства и наличии мазута в мазутных емкостях АО ЛЗОС (цеха №11) на 30.09.2016г.

1. Аварийное топливное хозяйство котельной АО ЛЗОС (мазутохранилище) находится на территории завода под инвентарным №629.

2. Количество подземных железобетонных емкостей в мазутохранилище 3 шт по 600 тн.

3. В наличии мазута в мазутных емкостях - 247,5 тн.

Начальник цеха №11 Д.И.Сидоров

Согласовано

Зам.генерального директора-
главный бухгалтер АО ЛЗОС Н.Н.Строкова

СПРАВКА

о состоянии аварийного топливного хозяйства и готовности

газоиспользующего оборудования к работе на мазуте

в котельной Лыткаринского завода оптического стекла.

Аварийное топливное хозяйство котельной ОАО ЛЗОС находится по адресу: г.Лыткарино, ул.Парковая, д.1, тел.552-15-64.

1. Топливный режим установлен: Министерство жилищно-коммунального хозяйства топлива и энергетики Московской области №2861 от 31.10.2001г. подтверждает использование газа с годовым расходом условного топлива 24,3 тыс.тут.
2. Установленный топливный режим- газ;
   аварийный- мазут.
3. Фактический топливный режим- газ.
4. Состав газоиспользующего оборудования: 2 котла ПТВМ-50 с ГГУ-5 по 12шт на котле, 2 паровых котла ДКВР 10-13 и 1 котел ДЕ-10-13.
5. Годовой объем газопотребления 20,495 млн.куб.м./год в том числе среднесуточный на IV кв-л 2016г. 83,399 тыс.куб.м./сутки.
6. Емкость хранилища 3 х 600 куб.м.; подземные железобетонные.
   В наличие 247,5 тонн мазута.
7. Подвоз аварийного топлива осуществляется автотранспортом и железнодорожным путем.
8. Пробная топка на аварийном топливе проведена 10 сентября 2016г.
9. Состояние аварийного топливного хозяйства.
   Три подземных резервуара, мазутопроводы, оборудование мазутонасосной в рабочем состоянии. Котлы по мазуту обвязаны, форсунки и проверочный стенд имеются. Нефтеловушка в исправном состоянии. Подъездные пути в исправном состоянии.
   В целом аварийное топливное хозяйство в рабочем состоянии.

и.о Зам.главного инженера
АО ЛЗОС А.Г.Моисейчев

Приложение 5. Сведения о снабжении теплоэнергией за 2015 г. теплоснабжающей организацией МП «Лыткаринская теплосеть» по форме № 1-ТЭП

Форма № 1-ТЕП
СВЕДЕНИЯ О СНАБЖЕНИИ ТЕПЛОЭНЕРГИЕЙ

Раздел I. Наличие источников теплоснабжения

№ п.п.	Наименование	№ строки	Единица измерения	Код по ОКЕИ	Фактически
А	1	2	3	4	5
1	Введено источников теплоснабжения за отчетный год, в том числе мощностью, Гкал/ч:	01	ед	642	3
1.1.1	до 3	02	ед	642	3
1.1.2	от 3 до 20	03	ед	642	0
1.1.3	от 20 до 100	04	ед	642	
1.2	Из строки 01 число источников теплоснабжения, находящихся:				
1.2.1	в аренде	05	ед	642	0
1.2.2	в концессии	06	ед	642	0
2	Ликвидировано источников теплоснабжения за отчетный год, в том числе мощностью, Гкал/ч:	07	ед	642	0
2.1	до 3	08	ед	642	0
2.2	от 3 до 20	09	ед	642	0
2.3	от 20 до 100	10	ед	642	0
3	Число источников теплоснабжения на конец отчетного года, в том числе мощностью, Гкал/ч:	11	ед	642	5
3.1.1	до 3	12	ед	642	2
3.1.2	от 3 до 20	13	ед	642	2
3.1.3	от 20 до 100	14	ед	642	1
3.2	Из строки 11, в том числе работающих на:				
3.2.1	твердом топливе	15	ед	642	0
3.2.2	жидком топливе	16	ед	642	0
3.2.3	газообразном топливе	17	ед	642	5
4	Суммарная мощность источников теплоснабжения на конец отчетного года, в том числе мощностью, Гкал/ч:	18	Гкал/ч	238	112
4.1	до 3	19	Гкал/ч	238	4
4.2	от 3 до 20	20	Гкал/ч	238	8
4.3	от 20 до 100	21	Гкал/ч	238	100
5	Количество установленных котлов (энергоустано-	22	ед	642	22

	вок) на конец отчетного года				
6	Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении на конец отчетного года — всего, в том числе диаметром:	23	км	008	51
6.1.1	до 200 мм	24	км	008	40
6.1.2	от 200 до 400 мм	25	км	008	8
6.1.3	от 400 до 600 мм	26	км	008	3
6.2	Из строки 23 , сети нуждающиеся в замене, из них:	27	км	008	16
6.2.1	ветхие сети	28	км	008	16
7	Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении - всего, из них:	29	км	008	4
7.1	ветхих сетей	30	км	008	4
8	Экономия от работ по модернизации	31	тыс руб	384	-
9	Среднегодовая балансовая стоимость производственных мощностей (включая арендованные) источников теплоснабжения	32	тыс руб	384	23671
10	Число когенерационных источников	33	ед	642	-

Раздел II. Производство и отпуск тепловой энергии

№ п.п.	Наименование	№ строки	Единица измерения	Код по ОКЕИ	Фактически
А	1	2	3	4	5
1	Произведено тепловой энергии за год — всего, в том числе в котельных мощностью, Гкал/ч	34	Гкал	233	271917
1.1	до 3	35	Гкал	233	5100
1.2	от 3 до 20	36	Гкал	233	11668
1.3	от 20 до 100	37	Гкал	233	255149
2	Получено тепловой энергии со стороны за год	38	Гкал	233	63786
3	Отпущено тепловой энергии — всего	39	Гкал	233	300771
3.1	Отпущено тепловой энергии своим потребителям, в том числе:	40	Гкал	233	300771
3.1.1	населению	41	Гкал	233	255124
3.1.2	бюджетофинансируемым организациям	42	Гкал	233	23546
3.1.3	предприятиям на производственные нужды	43	Гкал	233	-
3.1.4	прочим организациям	44	Гкал	233	22101
3.2	Отпущено другому предприятию (перепродавцу)	45	Гкал	233	0
4	Число аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях, из них:	46	ед	642	0
4.1	на паровых и тепловых сетях	47	ед	642	0
4.2	на источниках теплоснабжения	48	ед	642	0
5	Среднегодовая численность работников основной деятельности	49	чел.	792	158

Раздел III. Энергосбережение

№ п.п.	Наименование	№ строки	Единица измерения	Код по ОКЕИ	Фактически за отчетный год
А	1	2	3	4	5
1	Расход топлива по норме на весь объем произведенных ресурсов, в том числе:	50	т усл. Топл	172	43397
1.1	твердое топливо	51	тонна	168	-
1.2	жидкое топливо	52	тонна	168	-
1.3	газообразное топливо	53	тыс. $м^3$	114	37002
1.4	электроэнергия	54	тыс. квт. ч	246	9030
2	Расход топлива фактически на весь объем произведенных ресурсов, в том числе:	55	т усл. Топл	172	43245
2.1	твердое топливо	56	тонна	168	-
2.2	жидкое топливо	57	тонна	168	-
2.3	газообразное топливо	58	тыс. $м^3$	114	36917
2.4	электроэнергия	59	тыс. квт. ч	246	8878
3	Экономия топлива за отчетный период, в том числе:	60	т усл. Топл	172	-98
3.1	твердое топливо	61	тонна	168	-
3.2	жидкое топливо	62	тонна	168	-
3.3	газообразное топливо	63	тыс. $м^3$	114	-85
3.4	электроэнергия	64	тыс. квт. ч	246	-152
4	Затраты на мероприятия по энергосбережению	65	тыс. руб.	384	-
5	Экономия от проведенных мероприятий по энергосбережению	66	тыс. руб.	384	-
6	Потери тепловой энергии за год	67	гигакал	233	31883
6.1	в том числе на тепловых и паровых сетях	68	гигакал	233	31883
7	Произведено электрической энергии когенерационными тепловыми установками за год - всего	69	тыс. квт. ч	246	-
8	Произведено тепловой энергии когенерационными тепловыми установками за год - всего	70	гигакал	233	-

Приложение 6. Анализ экономической обоснованности расходов, объемов полезного отпуска, величины прибыли и оценка предложений об установлении тарифов на тепловую энергию, теплоснабжающей организацией МП «Лыткаринская теплосеть» на территории городского округа город Лыткарино

Приложение к экспертному заключению

Анализ экономической обоснованности расходов, объемов полезного отпуска, величины прибыли и оценка предложений об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую МП "Лыткаринская теплосеть" на территории: городской округ Лыткарино

горячая вода

Показатели	Ед.изм.	Факт 2015	Принято Мособлкомцен с 01.07.2016	Предложение Организации с 01.01.2017	Предложение Организации с 01.07.2017	МосОблКомЦен с 01.01.2017	МосОблКомЦен с 01.07.2017	Откло-нение, 2017/2016	Примечание
Выработано тепловой энергии:	Гкал	**271 917,0**	**297 688,6**	**291 258,1**	**291 258,1**	**291 258,8**	**291 258,8**	**97,8**	97,8%
в виде горячей воды,	Гкал	271 917,0	297 688,6	291 258,1	291 258,1	291 258,8	291 258,8	97,8	
в виде пара,	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
на газовом топливе	Гкал	271 917,0	297 688,6	291 258,1	291 258,1	291 258,8	291 258,8	97,8	100,0%
Собственные нужды котельной	Гкал	**3 048,5**	**2 706,7**	**2 651,8**	**2 651,8**	**2 651,8**	**2 651,8**	**98,0**	0,9%
Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	**63 786,4**	**70 559,0**	**67 278,4**	**67 278,4**	**67 278,4**	**67 278,4**	**95,4**	
Потери тепловой энергии	Гкал	**31 883,6**	**27 732,0**	**27 214,0**	**27 214,0**	**27 214,7**	**27 214,7**	**98,1**	7,6%
Отпущено тепловой энергии:	Гкал	**300 771,4**	**337 808,9**	**328 670,7**	**328 670,7**	**328 670,7**	**328 670,7**	**97,3**	
организациям-перепродавцам тепловой энергии	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
бюджетным организациям	Гкал	23 547,0	32 500,0	32 500,0	32 500,0	32 500,0	32 500,0	100,0	
жилищным организациям	Гкал	255 124,1	283 608,9	274 470,7	274 470,7	274 470,7	274 470,7	96,8	
прочим потребителям	Гкал	22 100,3	21 700,0	21 700,0	21 700,0	21 700,0	21 700,0	100,0	
собственное производство	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Расходы	х	х	х	х	х	х	х		
Операционные расходы	***тыс.руб.***	***83 674,5***	***89 884,9***	***89 103,9***	***92 668,0***	***89 884,9***	***92 545,5***	***103,0***	
Материалы на химводоочистку	тыс.руб.	**709,3**	**1 625,2**	**1 557,1**	**1 619,3**	**1 625,2**	**1 673,3**	**103,0**	
соль	тыс.руб.	521,0	620,5	619,8	644,6	620,5	638,9	103,0	с учетом факт. цены
	тыс.т	178,0	167,9	167,7	167,7	167,9	164,3	97,9	в соответствии с расчетом
спирт	тыс.руб.	3,3	3,1	3,1	3,2	3,1	3,2	103,0	с учетом факт. цены
	л	15 600,0	15,8	15 766,8	15 766,8	15,8	15,5	98,1	в соответствии с расчетом
прочие	тыс.руб.	185,0	1 001,6	934,2	971,5	1 001,6	1 031,2	103,0	с учетом факт. цены
Текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	**18 427,7**	**15 488,6**	**16 409,2**	**17 065,6**	**15 488,6**	**15 947,1**	**103,0**	в пределах индекса
Оплата труда	тыс.руб.	**56 808,4**	**63 868,1**	**63 868,1**	**66 422,8**	**63 868,1**	**65 758,6**	**103,0**	
численность	чел.	161	252	252	252	252	252	100,0	в соотв. со штат. распис.
средний размер зарплаты	руб.	29 367,4	21 120,4	21 120,4	21 965,2	21 120,4	21 745,6	103,0	
Цеховые расходы	тыс.руб.	**2 486,7**	**3 050,2**	**2 595,6**	**2 699,4**	**3 050,2**	**3 140,5**	**103,0**	в пределах индекса
Общеэксплуатационные расходы	тыс.руб.	**5 242,5**	**5 852,8**	**4 673,9**	**4 860,9**	**5 852,8**	**6 026,0**	**103,0**	в пределах индекса
Неподконтрольные расходы	***тыс.руб.***	***38 894,6***	***46 019,6***	***75 444,3***	***76 214,1***	***45 129,3***	***54 913,8***	***119,3***	
Отвод сточных вод	**тыс.руб.**	**73,0**	**90,6**	**90,6**	**94,0**	**88,0**	**91,4**	**100,9**	с учетом факт. цены
	тыс.м3	4,1	4,7	4,7	4,7	4,6	4,6	97,9	
Налоги	тыс.руб.	**2 662,9**	**2 718,2**	**2 567,4**	**2 567,4**	**2 567,4**	**2 567,4**	**94,5**	
налог на землю	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
налог на имущество	тыс.руб.	2 565,4	2 615,2	2 457,4	2 457,4	2 457,4	2 457,4	94,0	
транспортный налог	тыс.руб.	71,1	72,0	82,4	82,4	82,4	82,4	114,4	
плата за ПДВ загрязняющих веществ	тыс.руб.	26,3	31,0	27,6	27,6	27,6	27,6	89,0	
Отчисления от фонда оплаты труда	тыс.руб.	**17 065,5**	**19 160,4**	**19 160,4**	**19 926,8**	**19 160,4**	**19 727,6**	**103,0**	
Амортизация основных производственных фондов	тыс.руб.	**15 512,9**	**14 252,4**	**15 512,9**	**15 512,9**	**15 512,9**	**15 512,9**	**108,8**	
первоначальная стоимость ОПФ	тыс.руб.	800 772,3	790 605,9	791 185,0	791 185,0	791 185,0	791 185,0	100,1	
износ ОПФ	тыс.руб.	670 664,7	666 958,0	670 664,7	670 664,7	15 480,2	15 480,2	2,3	
остаточная стоимость ОПФ	тыс.руб.	126 139,8	123 467,9	126 139,8	126 139,8	775 704,8	775 704,8	628,3	
Арендная плата	тыс.руб.	**1 234,7**	**1 174,8**	**1 296,5**	**1 296,5**	**1 234,7**	**1 234,7**	**105,1**	
Внереализационные расходы	тыс.руб.	**2 345,5**	**8 623,2**	**36 816,5**	**36 816,5**	**6 565,9**	**15 779,8**	**183,0**	
услуги банка	тыс.руб.	243,1	243,7	261,4	261,4	261,4	261,4	107,3	
проценты по кредитам банков	тыс.руб.	2 102,4	3 399,5	3 129,1	3 129,1	2 063,0	2 063,0	60,7	
создание запасов топлива	тыс.руб.	0,0	4 980,0	4 980,0	4 980,0	2 664,0	2 664,0	53,5	
расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0,0	0,0	28 446,0	28 446,0	1 577,5	10 791,4		
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	**0,0**	**2 700,0**	**0,0**	**1 000,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	
Недополученный доход	тыс.руб.	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**		
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде	тыс.руб.	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**		
Расходы на энергоресурсы	***тыс.руб.***	***292 888,9***	***341 487,8***	***333 384,0***	***346 893,7***	***332 481,9***	***345 982,7***	***101,3***	
Вода на наполнение системы и подпитку	**тыс.руб.**	**1 983,3**	**4 611,0**	**4 605,2**	**4 780,2**	**4 641,1**	**4 817,5**	**104,5**	**с учетом факт. цены**
	тыс.м3	125,3	267,7	267,4	267,4	261,9	261,9	97,8	
Топливо на технологические цели	**тыс.руб.**	**185 691,4**	**215 301,3**	**210 657,3**	**218 872,9**	**208 465,9**	**216 596,1**	**100,6**	
газ	тыс.руб.	185 691,4	215 301,3	210 657,3	218 872,9	208 465,9	216 596,1	100,6	с учетом факт. цены
	тыс.м3	37 024,5	39 969,6	39 573,1	39 573,1	39 320,8	39 320,8	98,4	распоряжение МинЖКХ
Электроэнергия	**тыс.руб.**	**32 888,8**	**35 564,1**	**36 109,2**	**38 275,8**	**37 362,6**	**39 604,3**	**111,4**	
	тыс.кВт.ч	8 869,4	9 135,4	9 135,1	9 135,1	9 135,1	9 135,1	100,0	в соответствии с расчетом
Покупная тепловая энергия	тыс.руб.	**72 325,3**	**86 011,4**	**82 012,3**	**84 964,8**	**82 012,3**	**84 964,8**	**98,8**	в пределах индекса
Себестоимость	тыс.руб.	**413 112,4**	**468 769,1**	**461 115,7**	**478 959,3**	**460 930,2**	**477 662,2**	**101,9**	
	руб/Гкал	*1 373,5*	*1 387,7*	*1 403,0*	*1 457,3*	*1 402,4*	*1 453,3*	*104,7*	
Итого расходы до налогообложения	тыс.руб.	**415 458,0**	**480 092,3**	**497 932,2**	**516 775,8**	**467 496,1**	**493 442,0**	**102,8**	в пределах индекса
Расходы, относимые на прибыль после налогообложения	тыс.руб.	**14 983,9**	**7 684,1**	**12 226,9**	**12 346,2**	**7 146,4**	**7 543,1**	**98,2**	в соотв. с норм. уровнем
капитальные вложения на производство	тыс.руб.	7 562,6	7 230,0	7 160,0	7 160,0	7 146,4	7 543,1	104,3	распоряжение МинЖКХ
прибыль на социальное развитие	тыс.руб.	2 830,3	454,1	2 982,2	3 101,5			0,0	
прочие расходы	тыс.руб.	4 591,0	0,0	2 084,7	2 084,7				
Налог на прибыль	**тыс.руб.**	**3 746,0**	**1 921,0**	**3 056,7**	**3 086,6**	**1 786,6**	**1 885,8**	**98,2**	
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	**434 187,8**	**489 697,4**	**513 215,8**	**532 208,6**	**476 429,1**	**502 870,9**	**102,7**	
Тариф	руб/Гкал	**1 443,58**	**1 449,60**	**1 561,49**	**1 619,28**	**1 449,60**	**1 530,00**		
Тариф с учетом НДС	руб/Гкал	**1 703,42**	**1 710,53**	**1 842,56**	**1 910,75**	**1 710,53**	**1 805,40**		
Уровень рентабельности		4,9	4,3	10,2	10,0	3,3	5,0		
Рост тарифа		х	103,7	107,7	111,7	100,0	105,5		
Тариф без учета инвест. составляющей		х	1 422,9	1 534,3	1 592,1	1 422,4	1 501,3		
Рост тарифа без учета инвест. составл.		х	0,0	107,8	111,9	100,0	105,5		

Директор МП "Лыткаринская теплосеть"

Д. И. Полин

Приложение 7. Укрупненная стоимость работ по проектированию, монтажу, наладке, строительству объектов теплоснабжения

Наименование работ	тыс.руб*час/Гкал	Примечание
Проектирование котельной	511,72	
Проектирование ИТП	255,86	
Проектирование ЦТП	255,86	
Монтаж котельной	2907,50	
Оборудование котельной	1860,80	
Монтаж ИТП	1860,80	
Монтаж ЦТП	174,45	
Оборудование ЦТП	511,72	
Наладочные работы и РНИ котельной	255,86	**6501,17**
Наладочные работы для ЦТП	162,82	**4140,28**
Наладочные работы для ИТП	162,82	
Реконструкция котельной	3000,00	
Строительство теплосети	**14922,22**	средняя ст-ть (Ø 50-200)
Реконструкция ЦТП	2000,00	

Выдержка из ценника «НЦС 81-02-13-2014 Наружные тепловые сети»

Бесканальная прокладка трубопроводов теплоснабжения в изоляции из пенополиуретана (ППУ) при условном давлении 1,6 МПа, температуре 115^0 С, в мокрых грунтах с погрузкой и вывозом грунта автотранспортом, диаметр труб

13-05-003-01	40 мм	12628,00	руб.
13-05-003-01	50 мм	12755,55	руб.
13-05-003-01	70 мм	12884,39	руб.
13-05-003-01	80 мм	13631,9	руб.
13-05-003-02	100 мм	13799,5	руб.
13-05-003-03	125 мм	15108,7	руб.
13-05-003-04	150 мм	16405,1	руб.
13-05-003-05	200 мм	19870,3	руб.
13-05-003-06	250 мм	23011,2	руб.
13-05-003-07	300 мм	25536,3	руб.
13-05-003-08	400 мм	34160,3	руб.
13-05-003-09	500 мм	45206,1	руб.