



**Схема теплоснабжения
Кунашакского муниципального округа
Челябинской области
на период с 2025 до 2035 годы
ТОМ 2
Книга 2 (Главы №№4-18)
ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
(актуализация на 2027г.)**

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

Разработал:
Индивидуальный
предприниматель



В.Н. Гилязов

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.	8
Часть 4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.	8
Часть 4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии.	17
4.2.1 Приrost тепловых нагрузок в СЦТ «мкр. №1».	17
4.2.2 Приrost тепловых нагрузок в СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».	21
Часть 4.3 Выводы о резервах (дефицитах) мощности в существующих систем теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	24
Часть 4.4 Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	24
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального округа.	25
Часть 5.1 Основные принципы развития систем теплоснабжения Кунашакского МО.	25
Часть 5.2 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения муниципального округа.	25
Часть 5.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального округа.	27
Часть 5.4 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального округа на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.	28
Часть 5.5 Описание изменений в мастер – плане развития систем теплоснабжения муниципального округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	28
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.	30
Часть 6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.	30
Часть 6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.	30
Часть 6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов.	30
Часть 6.4 Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.	33
Часть 6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.	33
Часть 6.6 Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	42
Часть 6.7 Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	42
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.	43
Часть 7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.	43
7.1.1 Определения.	43
7.1.2 Основная нормативно-правовая база.	43
7.1.3 Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения.	44
7.1.4 Условия для организации поквартирного теплоснабжения малоэтажных МКД.	44
7.1.5 Условия для организации теплоснабжения МКД от общедомового газового теплогенератора.	47
7.1.6 Условия для организации индивидуального теплоснабжения индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов.	48
Часть 7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.	48
Часть 7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения.	48
Часть 7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.	49
Часть 7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.	49
Часть 7.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.	49

Часть 7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.	50
Часть 7.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	50
Часть 7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	50
Часть 7.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.	50
Часть 7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями.	50
Часть 7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального округа.	57
Часть 7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.	57
Часть 7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального округа.	58
Часть 7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.	58
Часть 7.16 Описание мероприятий на источниках тепловой энергии, необходимость реализации которых рассматривается на этапе разработки проектной документации по строительству источников тепловой энергии в целях обеспечения живучести источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом.	64
Часть 7.17 Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии.	64
Часть 7.18 Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.	65
Часть 7.19 Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	65
Часть 7.20 Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке.	66
Часть 7.21 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.	66
Часть 7.22 Основные предложения по развитию систем теплоснабжения.	66
Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей.	71
Часть 8.1 Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).	71
Часть 8.2 Предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах муниципального округа.	71
Часть 8.3 Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.	71
Часть 8.4 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.	71
Часть 8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.	78
Часть 8.6 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.	78
Часть 8.7 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.	78
Часть 8.8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций.	79
Часть 8.9 Мероприятия на тепловых сетях, необходимость реализации которых рассматривается на этапе разработки проектной документации по строительству тепловых сетей, в том числе при присоединении перспективных потребителей, в целях обеспечения живучести источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом.	79
Часть 8.10 Наладка гидравлического режима теплосетей и иные предложения, направленные на повышение эффективности централизованного теплоснабжения.	79
8.10.1. Наладка гидравлического режима теплосетей.	79
8.10.2. Пневмогидравлическая промывка внутридомовых систем теплоснабжения многоквартирных домов и потребителей бюджетного сектора.	81
8.10.3. Оснащение общедомовыми узлами учета тепловой энергии многоквартирных домов.	81
8.10.4. Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.	82
Часть 8.11 Развитие систем горячего водоснабжения.	82
Часть 8.12 Описание изменений в предложениях по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схем теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.	84
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.	86
Глава 10. Перспективные топливные балансы.	87
Часть 10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории муниципального округа.	87
Часть 10.2 Результаты расчётов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.	95

Часть 10.3 Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.	99
Часть 10.4. Преобладающий в муниципальном округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в муниципальном округе.	99
Часть 10.5 Приоритетное направление развития топливного баланса муниципального округа.	99
Часть 10.6 Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии.	101
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения.	102
Часть 11.1 Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.	103
Часть 11.2 Методы и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.	103
Часть 11.3 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения муниципального округа и мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения.	104
Часть 11.4 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.	106
Часть 11.5 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.	107
Часть 11.6 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.	108
Часть 11.9 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии.	109
Часть 11.10 Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.	111
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию.	112
Часть 12.1: Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.	112
Часть 12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.	112
12.2.1 Внутренние источники собственных средств.	115
12.2.2 Внешние (привлеченные) источники денежных средств.	116
12.2.3 Выводы по Части 12.2.	120
Часть 12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций.	121
12.3.1 Общие сведения.	121
12.3.2 Данные для расчётов показателей эффективности ИПР.	125
12.3.3 Общие выводы по инвестиционным проектам.	125
Часть 12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.	126
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального округа.	129
Часть 13.1 Результаты оценки существующих и перспективных значений индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.	129
13.1.1 Индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения.	130
13.1.2 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной (котельных).	134
13.1.3 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям.	134
13.1.4 Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения.	163
Часть 13.2 Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения муниципального округа с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.	163
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	164
Часть 14.1 Общие положения.	164
Часть 14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.	165
Глава 15. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.	170
Часть 15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах муниципального округа.	170
Часть 15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.	171
Часть 15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.	171
Часть 15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.	176
Часть 15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации.	177
Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения.	181
Часть 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.	181
Часть 16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.	181

Часть 16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.....	181
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.	186
Часть 17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке и утверждении схемы теплоснабжения.	186
Часть 17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.	186
Часть 17.3 Перечень учтённых замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесённых в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.....	186
Глава 18. Сводный том изменений и дополнений, выполненных при разработке (актуализации) схемы теплоснабжения.	187
Часть 18.1 Изменения внесённые в утверждаемую часть схемы теплоснабжения.	187
Часть 18.2 Изменения, внесённые в обосновывающие материалы схемы теплоснабжения.	187
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	207

ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1 Фрагмент схемы сетей теплоснабжения в местах присоединения новых объектов к СЦТ «мкр. №1»	19
Рисунок 2 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» после подключения новых объектов.....	20
Рисунок 3 Фрагмент схемы сетей теплоснабжения в местах присоединения МКД к СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».....	22
Рисунок 4 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» после подключения нового МКД.	23
Рисунок 5 Виды малоэтажных домов.....	43
Рисунок 6 Отключение от СЦТ «мкр. №1» объектов в с. Кунашак по улицам Свердлова, Пионерская и пер. Больничный.	62
Рисунок 7 Отключение от СЦТ «мкр. №2» ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов в с. Кунашак по ул. Ленина, 76; ул. Победы, 21 и ул. Победы, 25.	63
Рисунок 8 Перспективные зоны действия СЦТ в с. Кунашак.....	68
Рисунок 9 Перспективная зона действия СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».....	69
Рисунок 10 Рекомендации по изменению диаметров отдельных участков сетей теплоснабжения в СЦТ «Новобурино».....	77
Рисунок 11 Пример «планшетной» ИТП и теплообменник ТТАИ.....	84
Рисунок 12 Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования.	121
Рисунок 13 Графики приведённого дисконтированного дохода, млн. руб.....	126
Рисунок 14 Прогноз средневзвешенного тарифа на тепловую энергию для населения.	168

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. №1»	9
Таблица 2 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. №2»	10
Таблица 3 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. Совхозный»	11
Таблица 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Лесной»	12
Таблица 5 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Совхозная, 14-14А»	13
Таблица 6 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Новобурино».....	14
Таблица 7 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	15
Таблица 8 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «пос. Муслюмово»	16
Таблица 9 Основные параметры подключаемых к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» объектов.	17
Таблица 10 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» для предложенной топологии и параметров перспективных сетей теплоснабжения после подключения новых объектов.....	18
Таблица 11 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» для предложенной топологии и параметров перспективных сетей теплоснабжения после подключения МКД.	21
Таблица 12 Предложения по развитию системы теплоснабжения Кунашакского МО	26
Таблица 13 Предложения по величине УТМ источников тепловой энергии.	28
Таблица 14 Существующие и перспективные расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия каждой СЦТ в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	31
Таблица 15 Существующие и перспективные расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия каждой СЦТ в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык».....	31
Таблица 16 Существующие и перспективные расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия каждой СЦТ в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела».....	32
Таблица 17 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «мкр. №1»	34

Таблица 18 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «мкр. №2»	35
Таблица 19 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «мкр. Совхозный»	36
Таблица 20 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «Лесной»	37
Таблица 21 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «Совхозная, 14-14А»	38
Таблица 22 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «Новобурино»	39
Таблица 23 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	40
Таблица 24 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «пос. Муслюмово»	41
Таблица 25 Варианты организации теплоснабжения малоэтажных жилых домов	55
Таблица 26 Перечень индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов, подключенных к СЦТ, которые следует перевести на децентрализованное теплоснабжение	56
Таблица 27 Параметры отключаемых от СЦТ «мкр. №1» в с. Кунашак по улицам Свердлова, Пионерская и пер. Больничный и соответствующих участков тепловой сети	61
Таблица 28 Параметры отключаемых от СЦТ «мкр. №2» ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов в с. Кунашак по ул. Ленина, 76; ул. Победы, 21; ул. Победы, 25 и соответствующих участков тепловой сети	63
Таблица 29 Перечень проектов по строительству источников тепловой энергии	70
Таблица 30 Предложения по реконструкции и техническому перевооружению существующих источников тепловой энергии	70
Таблица 31 Перечень мероприятий по строительству сетей теплоснабжения	72
Таблица 32 Перечень проектов по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, повышения эффективности и надёжности функционирования систем централизованного теплоснабжения	74
Таблица 33 Перечень участков тепловых сетей СЦТ «Новобурино», подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, повышения эффективности функционирования и для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения	74
Таблица 34 Проекты, направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями	83
Таблица 35 Перечень проектов по организации систем горячего водоснабжения	85
Таблица 36 Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	88
Таблица 37 Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	88
Таблица 38 Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	88
Таблица 39 Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	89
Таблица 40 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зимний период в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	89
Таблица 41 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в летний период в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	89
Таблица 42 Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	90
Таблица 43 Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	90
Таблица 44 Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	91
Таблица 45 Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	91
Таблица 46 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зимний период в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	92
Таблица 47 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в летний период в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	92
Таблица 48 Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	93
Таблица 49 Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	93
Таблица 50 Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	93
Таблица 51 Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	94
Таблица 52 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зимний период в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	94
Таблица 53 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в летний период в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	94
Таблица 54 Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, в зависимости от вида топлива и способа его доставки	96
Таблица 55 Нормативные запасы топлива на котельных в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	96
Таблица 56 Нормативные запасы топлива на котельных в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	97
Таблица 57 Нормативные запасы топлива на котельных в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	97
Таблица 58 Результаты расчётов нормативных запасов топлива на перспективу 2041г.	98

Таблица 59 Прогнозные значения расходов натурального топлива на отпуск тепловой энергии СЦТ Кунашакского МО	100
Таблица 60 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения СЦТ Кунашакского МО	105
Таблица 61 Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных схемой теплоснабжения оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения	109
Таблица 62 График финансирования проектов по реализации схемы теплоснабжения	113
Таблица 63 Индексы-дефляторы и прогноз роста цен на ТЭР	127
Таблица 64 Показатели эффективности инвестиционных проектов (на основании данных приложения 3)	128
Таблица 65 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в каждой СЦТ	131
Таблица 66 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в зонах действия СЦТ в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	133
Таблица 67 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в зонах действия СЦТ в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	133
Таблица 68 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в зонах действия СЦТ в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	133
Таблица 69 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в целом по СЦТ Кунашакского МО	133
Таблица 70 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии каждой СЦТ	136
Таблица 71 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии СЦТ в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	140
Таблица 72 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии СЦТ в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	141
Таблица 73 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии СЦТ в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	142
Таблица 74 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии СЦТ в целом по округу	143
Таблица 75 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей отдельно по каждой СЦТ	144
Таблица 76 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	155
Таблица 77 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»	157
Таблица 78 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»	159
Таблица 79 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей в целом по округу	161
Таблица 80 Прогноз средневзвешенных тарифов на тепловую энергию для населения Кунашакского МО	169
Таблица 81 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО	170
Таблица 82 Реестр ЕТО, содержащий перечень систем теплоснабжения по состоянию на сентябрь 2025г.	171
Таблица 83 Результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения	176
Таблица 84 Границы зон деятельности ЕТО№001: АО «Челябоблкоммунэнерго»	177
Таблица 85 Границы зон деятельности ЕТО№002: МУП «Балык»	178
Таблица 86 Границы зон деятельности ЕТО№003: ООО «Стрела»	180
Таблица 87 Реестр проектов схемы теплоснабжения	182

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 Расчётные таблицы для перспективных топливных балансов по каждой котельной	189
Приложение 2 Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения	200
Приложение 3 Таблицы расчёта показателей экономической эффективности инвестиционных проектов	204
Приложение 4 Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	206

Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.

Часть 4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей до 2035г. приведены в таблицах 1-8.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки составлены с учётом положений Главы 5, предложений, проектов (мероприятий) по развитию системы теплоснабжения округа предусмотренных Главами 7 и 8, в том числе с учётом отключения аварийного жилого фонда и перевода индивидуальных жилых домов (ИЖД), одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов на децентрализованное теплоснабжение

Таблица 1 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. №1».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	УТМ	ГКал/час	—	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	29,0
3	РТМ	ГКал/час	—	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Собственные нужды	ГКал/час	—	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час	—												
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час	—	0,38	0,38	0,38	0,38	0,37	0,37	0,36	0,36	0,36	0,35	0,35	0,34
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	7,45	7,45	7,45	7,45	7,46	7,46	7,47	7,47	7,47	7,48	7,48	7,48
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,87	3,25	3,22	3,22	3,22
10.1	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,87	3,25	3,22	3,22	3,22
10.2	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.3	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резервы (+)/дефициты (-) тепловой мощности (по РТМ)	ГКал/час	п9-п10	5,02	5,02	5,02	5,02	5,03	5,03	5,04	4,60	4,23	4,25	4,26	4,26
12	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	ГКал/час	п7-мощ.котла.	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (максимальная среднечасовая с учётом коэфф. час. неравномерн.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Примечание				Рекомендуется повышение КПД котлов.											

Таблица 2 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. №2».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	УТМ	ГКал/час	—	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	11,5	12,5	13,5	14,5	10,5	6,3	7,3	8,3	9,3	10,3	11,3	16,3
3	РТМ	ГКал/час	—	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Собственные нужды	ГКал/час	—	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час	—												
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час	—	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	4,82	4,82	4,82	4,83	4,83	4,83	4,83	4,81	4,43	4,41	4,41	4,41
10.1	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	4,82	4,82	4,82	4,83	4,83	4,83	4,83	4,81	4,43	4,41	4,41	4,41
10.2	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.3	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резервы (+)/дефициты (-) тепловой мощности (по РТМ)	ГКал/час	п9-п10	2,73	2,73	2,73	2,72	2,72	2,30	2,30	2,32	2,70	2,72	2,72	2,72
12	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	ГКал/час	п7-мощ.котла.	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (максимальная среднечасовая с учётом коэфф. час. неравномерн.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Примечание				Рекомендуется повышение КПД котлов.											

Таблица 3 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. Совхозный».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	УТМ	ГКал/час	—	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	27,0
3	РТМ	ГКал/час	—	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
4	Потери УТМ	%	$((n1-n3)/n1) \times 100$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Собственные нужды	ГКал/час	—	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час	—												
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	$n3-n5-n6$	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час	—	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	$n7-n8$	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,21	1,21	1,21	1,21
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	ГКал/час	$n10.1+n10.2+n10.3$	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98	0,86	0,86	0,86	0,86
10.1	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98	0,86	0,86	0,86	0,86
10.2	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.3	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резервы (+)/дефициты (-) тепловой мощности (по РТМ)	ГКал/час	$n9-n10$	0,20	0,20	0,20	0,20	0,22	0,22	0,22	0,22	0,35	0,35	0,35	0,35
12	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	ГКал/час	$n7-\text{мощ.котла.}$	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (максимальная среднечасовая с учётом коэфф. час. неравномерн.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Примечание				Рекомендуется повышение КПД котлов.											

Таблица 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Лесной».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	УТМ	ГКал/час	—	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	8,0	9,0	10,0	11,0	7,0	8,0	9,0	0,0	1,0	2,0	3,0	8,0
3	РТМ	ГКал/час	—	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Собственные нужды	ГКал/час	—	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час	—												
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час	—	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,11	0,09	0,08	0,07
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,58	1,59	1,60	1,61	1,62
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	1,542	1,542	1,542	1,542	1,542	1,542	1,542	1,542	1,542	1,542	1,542	1,542
10.1	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	1,542	1,542	1,542	1,542	1,542	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
10.2	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.3	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резервы (+)/дефициты (-) тепловой мощности (по РТМ)	ГКал/час	п9-п10	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	0,03	0,05	0,06	0,07	0,08
12	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	ГКал/час	п7-мощ.котла.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (максимальная среднечасовая с учётом коэфф. час. неравномерн.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Примечание				Реконструкция котельной в п. Лесной с увеличением мощности до 2,0 МВт.											

Таблица 5 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Совхозная, 14-14А».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	УТМ	ГКал/час	—	—	—	—	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	—	—	—	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	12,0
3	РТМ	ГКал/час	—	—	—	—	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Собственные нужды	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час	—												
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	—	—	—	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час	—	—	—	—	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	—	—	—	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	—	—	—	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
10.1	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	—	—	—	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
10.2	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	—	—	—	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
10.3	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	—	—	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резервы (+)/дефициты (-) тепловой мощности (по РТМ)	ГКал/час	п9-п10	—	—	—	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
12	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	ГКал/час	п7-мощ.котла.	—	—	—	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (максимальная среднечасовая с учётом коэфф. час. неравномерн.)	ГКал/час	—	—	—	—	0,37	0,37	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Примечание				Предложений по изменению УТМ нет.											

Таблица 6 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Новобурино».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	УТМ	ГКал/час	—	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	0,0	1,0	2,0	3,0	8,0
3	РТМ	ГКал/час	—	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Собственные нужды	ГКал/час	—	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час	—												
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час	—	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,26	0,26	0,25	0,24
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	4,84	4,84	4,85	4,86	4,87
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	4,12
10.1	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
10.2	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16
10.3	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резервы (+)/дефициты (-) тепловой мощности (по РТМ)	ГКал/час	п9-п10	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	0,88	0,89	0,89	0,90	0,75
12	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	ГКал/час	п7-мощ.котла.	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (максимальная среднечасовая с учётом коэфф. час. неравномерн.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56
Примечание				Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области.											

Таблица 7 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	УТМ	ГКал/час	—	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	27,0
3	РТМ	ГКал/час	—	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Собственные нужды	ГКал/час	—	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час	—												
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час	—	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	0,87	0,87	0,62	0,62	0,51	0,51	0,51	0,50	0,94	0,94	0,94	0,94
10.1	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	0,87	0,87	0,62	0,62	0,51	0,51	0,51	0,50	0,94	0,94	0,94	0,94
10.2	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.3	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резервы (+)/дефициты (-) тепловой мощности (по РТМ)	ГКал/час	п9-п10	-0,06	-0,06	0,19	0,19	0,30	0,30	0,30	0,32	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13
12	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	ГКал/час	п7-мощ.котла.	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (максимальная среднечасовая с учётом коэфф. час. неравномерн.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Примечание				Предложений по изменению УТМ нет.											

Таблица 8 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «пос. Муслюмово».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	УТМ	ГКал/час	—	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	26,0
3	РТМ	ГКал/час	—	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Собственные нужды	ГКал/час	—	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час	—												
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час	—	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	0,69	0,69	0,93	0,92	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
10.1	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	0,69	0,69	0,93	0,92	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
10.2	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.3	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резервы (+)/дефициты (-) тепловой мощности (по РТМ)	ГКал/час	п9-п10	0,90	0,90	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
12	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	ГКал/час	п7-мощ.котла.	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (максимальная среднечасовая с учётом коэфф. час. неравномерн.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Примечание				Предложений по изменению УТМ нет.											

Часть 4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии.

Результаты поверочного гидравлического расчёта и краткие оценочные выводы по текущему гидравлическому режиму сетей теплоснабжения приведены в части 3.12 книги 1 тома 2.

На перспективу до 2035г. существенный прирост тепловых нагрузок ожидается в зонах действия СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслюмово». Основные параметры подключаемых к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» объектов приведены в таблице 9.

Гидравлические расчеты передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» и СЦТ «мкр. №1» выполнены с использованием программно-расчётного комплекса «ZuluThermo» ГИС Zulu 8.0.

Таблица 9 Основные параметры подключаемых к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» объектов.

№пп	Наименование показателя	Многоквартирный жилой дома по адресу: с. Кунашак, ул. Октябрьская, 11А.	Ледовая арена	Многоквартирный жилой дома по адресу: п. Муслюмово ж.д.ст., ул. Вокзальная.
1	Вид объекта	МКД	ОДФ	МКД
2	Этажность	5	н.д.	5
3	Площадь отапливаемая (приблизительно), м.кв.	2500	н.д.	2500
4	Приблизительное количество жителей (посетителей), чел	83	—	83
5	Расчётная тепловая нагрузка на ГВС в сутки максимального водопотребления, Гкал/ч	0,024	0,070	0,0242
6	Расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	0,329	0,400	0,329
7	Расчётная тепловая нагрузка всего, Гкал/ч	0,3527	0,4700	0,3527
8	Наименование котельной, к которой планируется подключение	СЦТ «мкр. №1»	СЦТ «мкр. №1»	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»

4.2.1 Прирост тепловых нагрузок в СЦТ «мкр. №1».

На перспективу до 2035г. в зоне действия СЦТ «мкр. №1» ожидается прирост тепловых нагрузок за счёт строительства в с. Кунашак МКД по ул. Октябрьская, 11А и Ледовой арены на стадионе «Кунашакский».

Фрагмент схемы сетей теплоснабжения в местах присоединения новых объектов к СЦТ «мкр. №1» представлен на рис. 1. Красными цветом выделены перспективные объекты и перспективные участки теплосетей. Местоположения новых объектов указано приблизительно, так как проекты планировки и межевания соответствующих территорий не предоставлены. Топология и диаметры трубопроводов перспективных сетей теплоснабжения для подключения новых объектов к СЦТ «мкр. №1» определены предварительно и подлежат уточнению на этапе проектирования.

Результаты гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» для предложенной топологии и параметрах перспективных сетей теплоснабжения после подключения новых объектов представлены в таблице 10. Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» после подключения новых объектов по предложенной топологии и параметрах сетей теплоснабжения представлен на рис. 2.

Предварительный вывод: Гидравлический расчёт показал, что реконструкция существующих сетей теплоснабжения для подключения к СЦТ «мкр. №1» МКД ул. Октябрьская, 11А и Ледовой арены на стадионе «Кунашакский» не требуется.

Таблица 10 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» для предложенной топологии и параметров перспективных сетей теплоснабжения после подключения новых объектов.

Источник ID=3669 СЦТ "мкр. №1":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	3.769, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	3.299, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.094, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.20896, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.12454, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.01266, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.01136, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0.01799, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	393.209, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	392.698, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.511, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	375.996, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	17.071, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.14188, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.14188, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	0.22729, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	77.480, м
Давление в обратном трубопроводе	33.480, м
Располагаемый напор	44.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	85.520, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Расчет окончен!

Время – 00:00:00

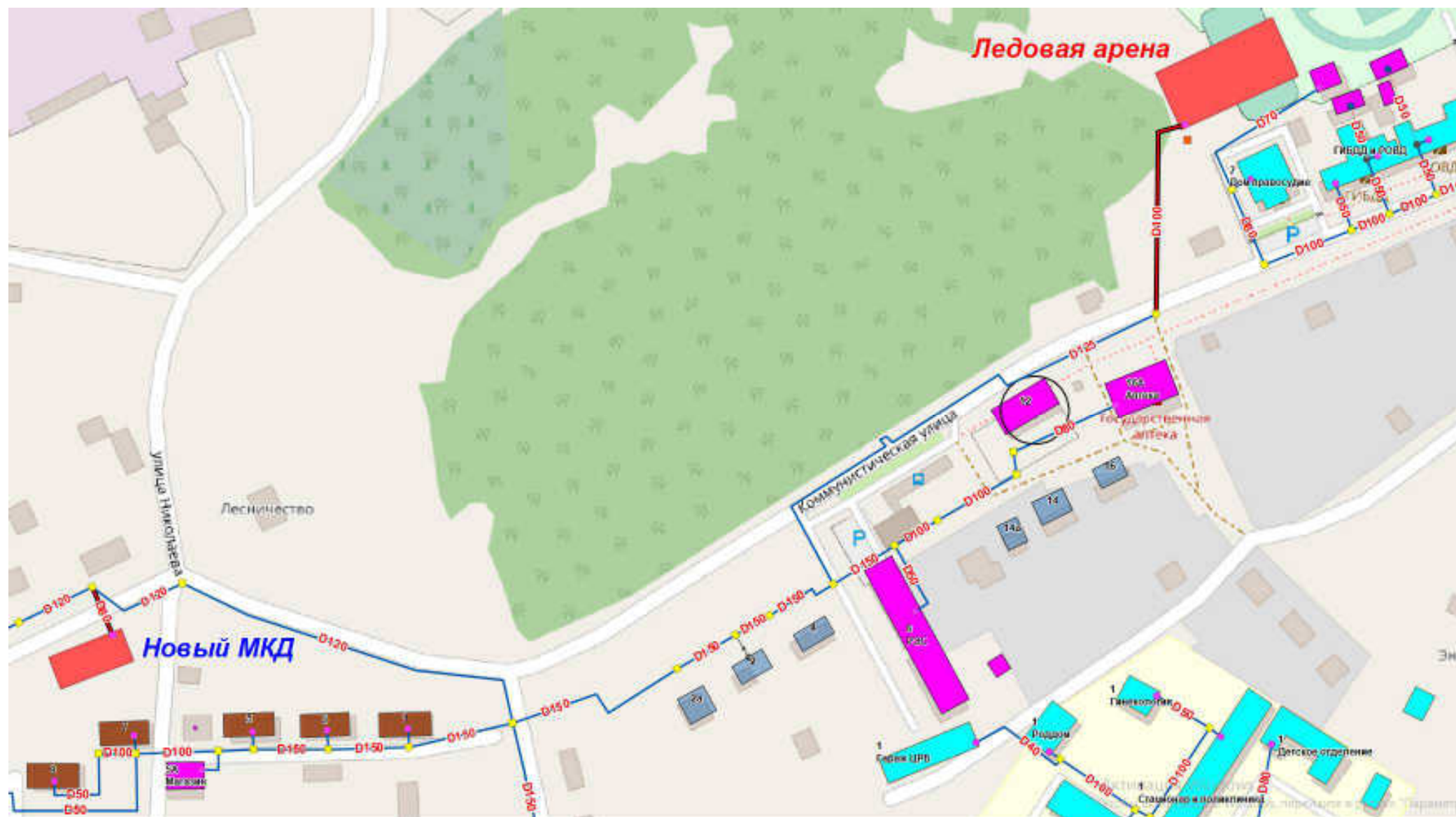


Рисунок 1 Фрагмент схемы сетей теплоснабжения в местах присоединения новых объектов к СЦТ «мкр. №1».

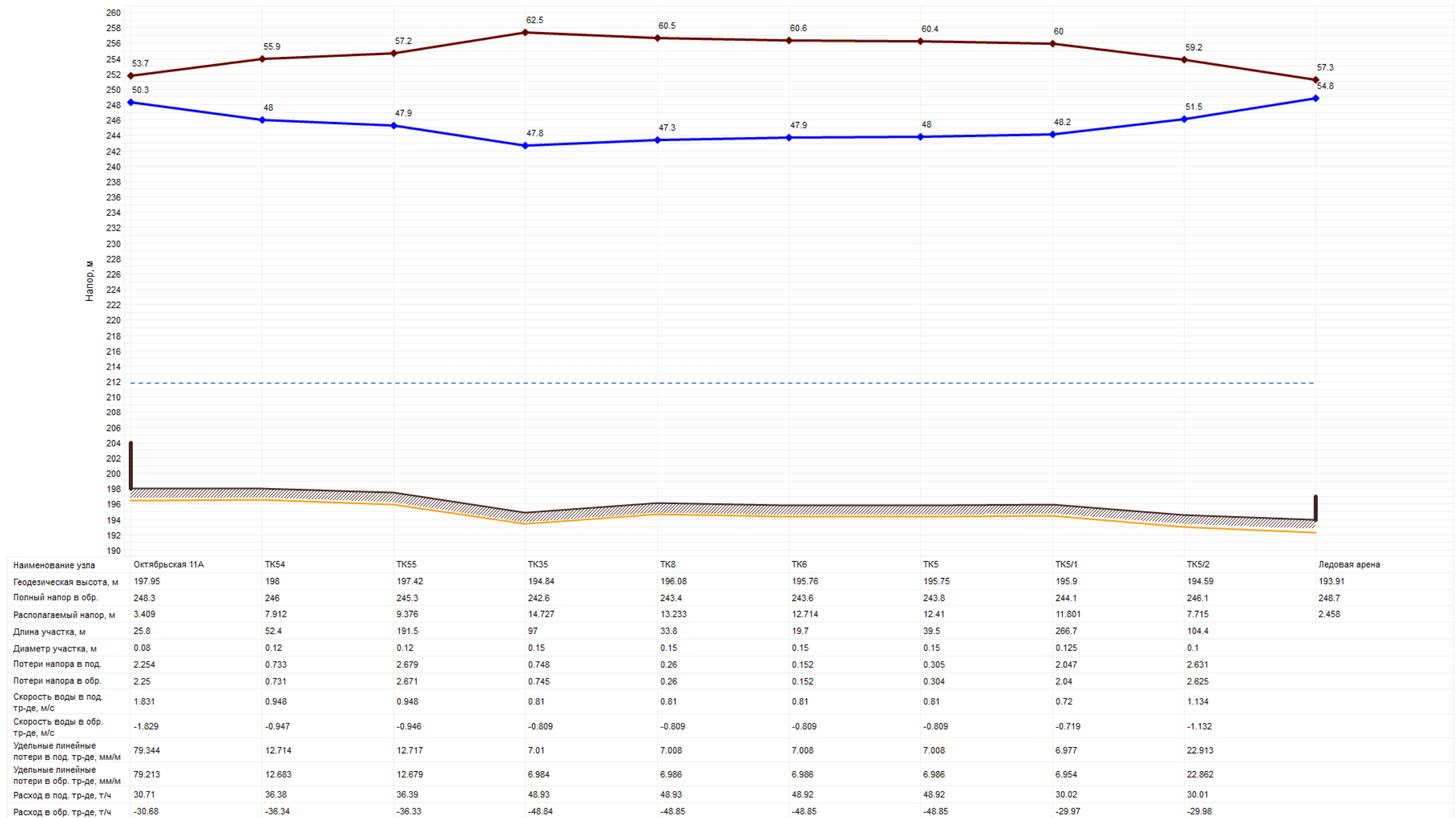


Рисунок 2 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» после подключения новых объектов.

4.2.2 Прирост тепловых нагрузок в СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».

На перспективу до 2035г. в зоне действия СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» ожидается прирост тепловых нагрузок за счёт строительства МКД по адресу: п. Муслюмово ж.д.ст., ул. Вокзальная.

Фрагмент схемы сетей теплоснабжения в месте присоединения нового МКД к СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» представлен на рис. 3. Красными цветом выделены перспективные объекты и перспективные участки теплосетей. Местоположения новых объектов указано приблизительно, так как проекты планировки и межевания соответствующих территорий не предоставлены. Топология и диаметры трубопроводов перспективных сетей теплоснабжения для подключения нового МКД к СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» определены предварительно и подлежат уточнению на этапе проектирования.

Результаты гидравлического расчёта СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» для предложенной топологии и параметрах перспективных сетей теплоснабжения после подключения нового МКД представлены в таблице 11. Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» после подключения нового МКД по предложенной топологии и параметрах сетей теплоснабжения представлен на рис. 4.

Таблица 11 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» для предложенной топологии и параметров перспективных сетей теплоснабжения после подключения МКД.

Источник ID=2978 СЦТ "ж/д ст. Муслюмово":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час
 Расход тепла на систему отопления
 Расход тепла на закрытые системы ГВС
 Тепловые потери в подающем трубопроводе
 Тепловые потери в обратном трубопроводе
 Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе
 Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе
 Потери тепла от утечек в системах теплопотребления
 Суммарный расход в подающем трубопроводе
 Суммарный расход в обратном трубопроводе
 Суммарный расход на подпитку
 Суммарный расход на систему отопления
 Расход воды на параллельные ступени ТО
 Расход воды на утечки из подающего трубопровода
 Расход воды на утечки из обратного трубопровода
 Расход воды на утечки из систем теплопотребления
 Давление в подающем трубопроводе
 Давление в обратном трубопроводе
 Располагаемый напор
 Температура в подающем трубопроводе
 Температура в обратном трубопроводе
 Суммарные затраты на тепловую энергию
 Затраты на тепловые потери в трубопроводах

Расчет окончен!

Время - 00:00:00

Предварительный вывод: Гидравлический расчёт показал, что для подключения нового МКД по адресу: п. Муслюмово ж.д.ст., ул. Вокзальная может потребоваться реконструкция участка сети теплоснабжения от ТК12 до 12-1 с увеличением диаметра. При очередной актуализации схемы теплоснабжения рекомендуется уточнить тепловую нагрузку перспективного МКД и повторно выполнить гидравлический расчет передачи теплоносителя.

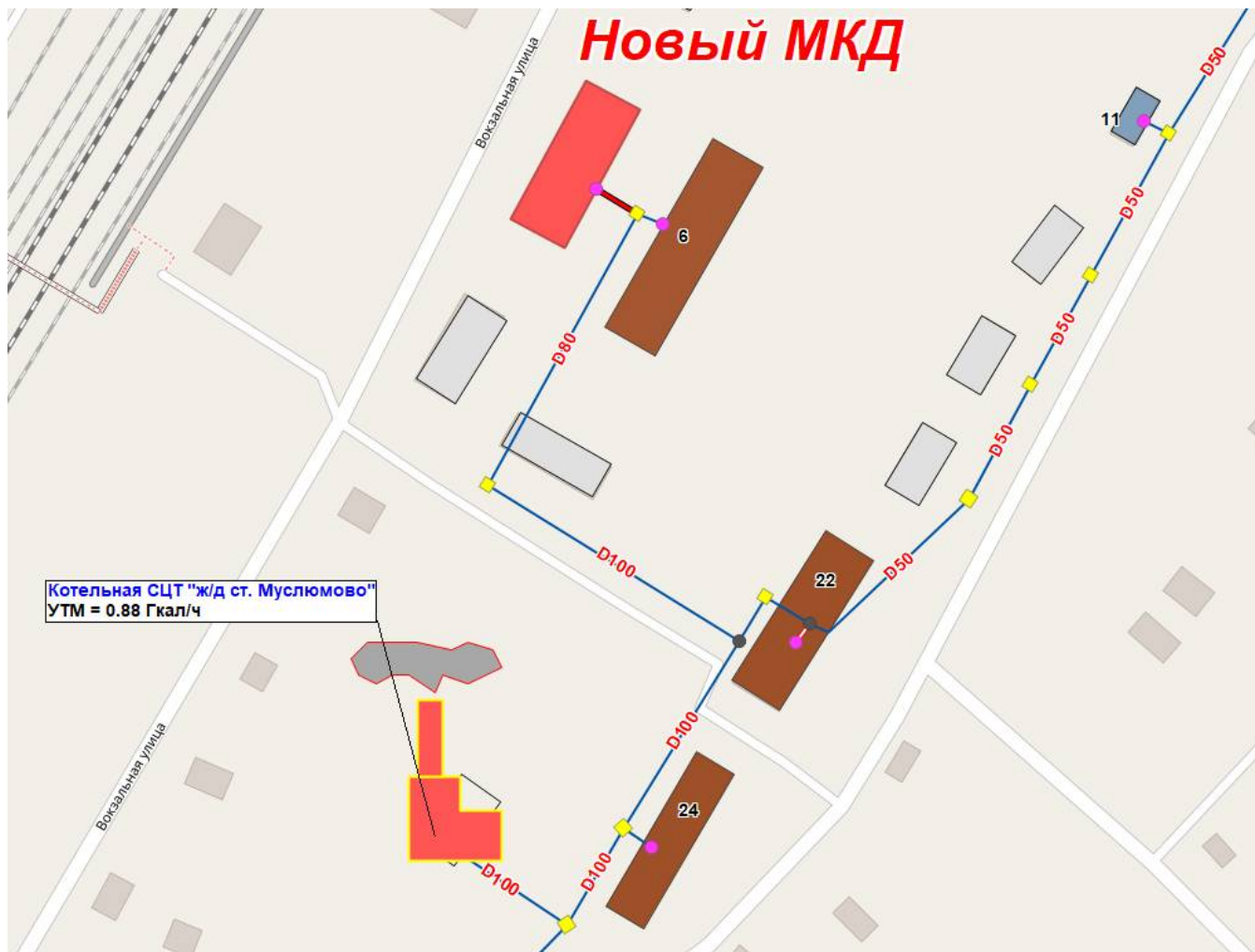


Рисунок 3 Фрагмент схемы сетей теплоснабжения в местах присоединения МКД к СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».

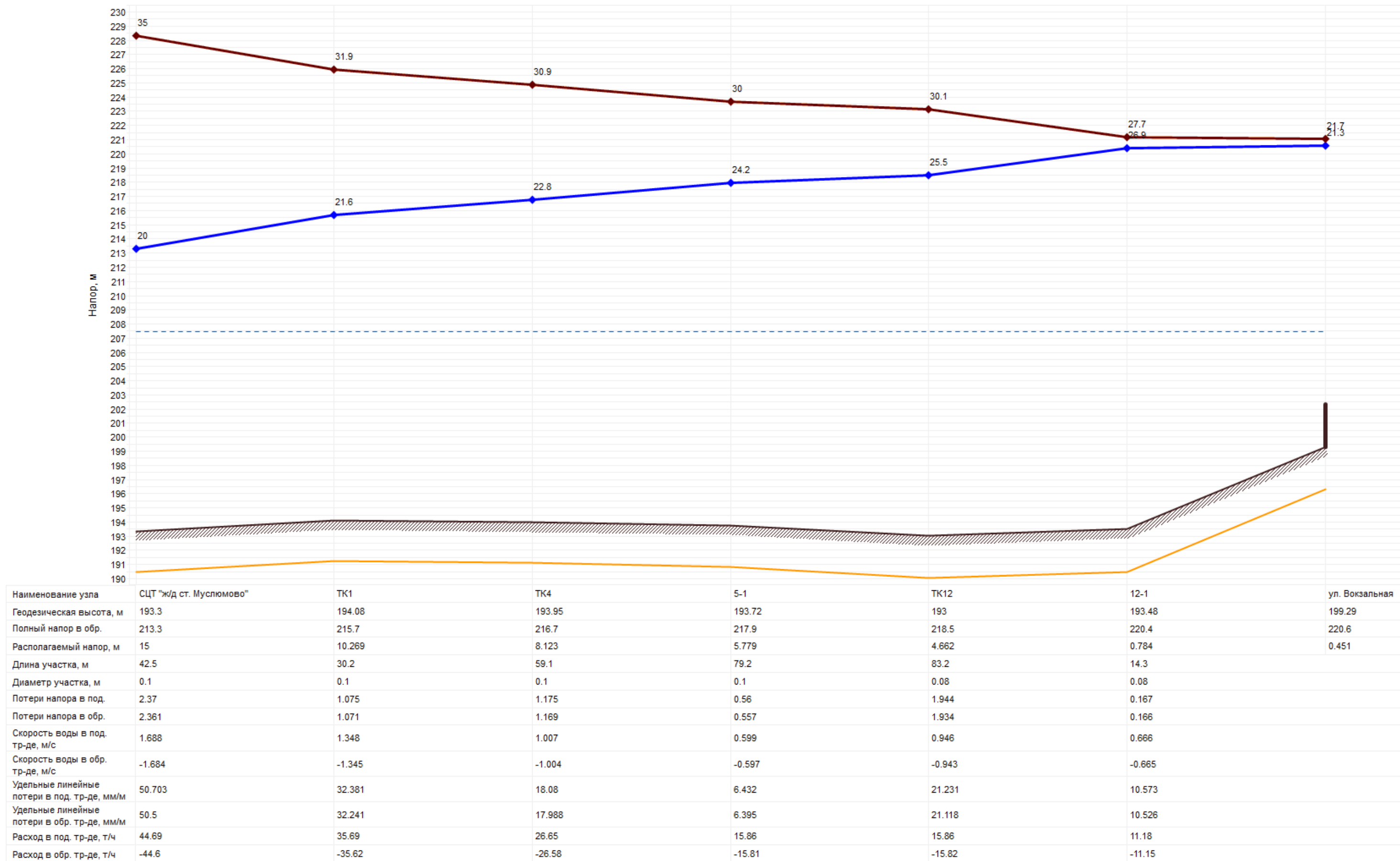


Рисунок 4 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» после подключения нового МКД.

Часть 4.3 Выводы о резервах (дефицитах) мощности в существующих системах теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.

Динамика численных показателей по резервам (дефицитам) существующих систем теплоснабжения до 2035 отражены в таблицах 1-8.

По состоянию на 2025г. дефицит тепловой мощности «нетто» имеется только на котельной СЦТ «Лесной», на остальных котельных СЦТ дефицит тепловой мощности «нетто» отсутствует.

Мероприятия схемы теплоснабжения, в том числе, направлены на устранение дефицита тепловой мощности «нетто» на котельной СЦТ «Лесной».

Часть 4.4 Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ, выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района).

Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не выполнялось.

Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального округа.

Часть 5.1 Основные принципы развития систем теплоснабжения Кунашакского МО.

При развитии системы теплоснабжения Кунашакского МО необходимо придерживаться следующих принципов:

1. приоритетное использование природного газа в качестве основного топлива для существующих и перспективных источников тепловой энергии;
2. использование индивидуального (децентрализованного) теплоснабжения в зонах с низкой плотностью застройки (зоны индивидуальной и одноэтажной блокированной жилой застройки, «таунхаусы» и т.д.) и для одиночных, удалённых потребителей;
3. по возможности размещение источников тепловой энергии как можно ближе к потребителю (центру тепловых нагрузок);
4. унификация оборудования, что позволяет снизить складской резерв запасных частей;
5. использование оборудования отечественного производства, что значительно сокращает сроки и стоимость ремонта;
6. разумное повышение коэффициента использования установленной мощности основного теплотехнического оборудования;
7. роботизация малых котельных (мощностью до 10МВт);
8. использование наилучших доступных технологий;
9. внедрение оборудования с высоким классом энергоэффективности;
10. приоритетное внедрение мероприятий с малым сроком окупаемости;
11. привлечение частных инвесторов для строительства источников теплоснабжения в зонах перспективной застройки.

Часть 5.2 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения муниципального округа

В соответствии с п. 100 в [2]: описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения округа осуществляется в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной схеме теплоснабжения с учетом предложений заинтересованных сторон.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ, выводы и т.д.) схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района):

- Схема теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030г.
- Схема теплоснабжения Буринского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2034г.
- Схема теплоснабжения Муслюмовского сельского поселения Кунашакского района

Челябинской области на период до 2033г.

Существенных (принципиальных) изменений при разработке схемы теплоснабжения Кунашакского МО относительно ранее принятых вариантов развития систем теплоснабжения Кунашакского, Буринского и Муслюмовского сельских поселений нет.

Предложения по развитию системы теплоснабжения Кунашакского МО приведены в таблице 12.

Таблица 12 Предложения по развитию системы теплоснабжения Кунашакского МО.

№пп	Краткое описание предложения по развитию систем централизованного теплоснабжения.	Ориентировочный срок реализации	Основные характеристики и рекомендации.	Примечание
1	<u>Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области.</u>	2027-2028	Рекомендуется установка блочной роботизированной газовой котельной. Основное оборудование - три жаротрубных котла; тепловая схема - независимая, с установкой водоводяных теплообменников (например - ТТАИ).	
2	<u>Строительство автоматической блочно-модульной котельной по адресу: с. Кунашак, ул. Рыбозаводская, 1</u>	2029-2031	Рекомендуется установка автоматической блочной роботизированной газовой котельной.	см. поясняющий рис. 10 и таблицу 33
3	<u>Реконструкция, модернизация и ремонт сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино" в с. Новобурино, в том числе: оптимизация топологии теплосетей и диаметров трубопроводов (см. рис. 8). Наладка гидравлического режима работы сетей.</u>	2027-2035	Рекомендуется прокладка трубопроводов в ППУ изоляции.	
4	<u>Организация системы горячего водоснабжения в МКД с. Новобурино подключенных к системам централизованного теплоснабжения путём установки индивидуальных тепловых пунктов.</u>	2030-2035	Установка "планшетных" ИТП с применением тонкостенных теплообменных аппаратов интенсифицированных (ТТАИ) в МКД для приготовления воды на нужды ГВС, общедомовых приборов коммерческого учёта тепловой энергии и автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки.	
5	<u>Модернизация котельной в п. Лесной с увеличением мощности до 2,0 МВт.</u>	2026	Рекомендуется замена четырёх существующих котлов на котлы RS-A500	
6	<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесной".</u>	2027-2028	Теплогидравлические расчёты и оптимизация гидравлического режима тепловых сетей путём установки дросселирующих устройств (ручные балансировочные клапана, шайбы и т.д).	
7	<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "мкр. Совхозный".</u>	2027-2028	Теплогидравлические расчёты и оптимизация гидравлического режима тепловых сетей путём установки дросселирующих устройств (ручные балансировочные клапана, шайбы и т.д).	
8	<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».</u>	2027-2028	Теплогидравлические расчёты и оптимизация гидравлического режима тепловых сетей путём установки дросселирующих устройств (ручные балансировочные клапана, шайбы и т.д).	
9	<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «пос. Муслюмово».</u>	2027-2028	Теплогидравлические расчёты и оптимизация гидравлического режима тепловых сетей путём установки дросселирующих устройств (ручные балансировочные клапана, шайбы и т.д).	
10	<u>Замена автоматики в котельной п. Муслюмово ж.д. ст.</u>	2027	Предусмотрено Инвестиционной программой по модернизации системы теплоснабжения пос. Муслюмово ж-д. ст. Кунашакского муниципального района Челябинской области	
11	<u>Реконструкция тепловой сети от центра ВОП п. Муслюмово ж.д.ст. до МБУ "Нептун".</u>	2027	Предусмотрено Инвестиционной программой по модернизации системы теплоснабжения пос. Муслюмово ж-д. ст. Кунашакского муниципального района Челябинской области	
12	Ежегодная замена (модернизация) изношенных сетей теплоснабжения в объёме не менее 4% от общей материальной характеристики теплосетей в	2026-2035	Материальная характеристика тепловой сети равна сумме произведений диаметров трубопроводов участков тепловой сети на их длину.	

№пп	Краткое описание предложения по развитию систем централизованного теплоснабжения.	Ориентировочный срок реализации	Основные характеристики и рекомендации.	Примечание
	зоне эксплуатационной ответственности ТСО.			
13	Установка общедомовых приборов учета в МКД подключенных к СЦТ в Кунашакском муниципальном округе.	2030-2035	Одновременно с установкой узла учёта тепловой энергии рекомендуется установка системы автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки. Количество - 32 штуки.	
14	Перевод на децентрализованное теплоснабжения индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов, подключенных к СЦТ в Кунашакском МО.	2025-2030		см. таблицу 26
15	Строительство участков сетей теплоснабжения для подключения перспективных объектов (МКД по адресу: п. Муслюмово ж.д.ст., ул. Вокзальная; МКД по адресу: с. Кунашак МКД по ул. Октябрьская, 11А и Ледовой арены на стадионе «Кунашакский»).	2027-2031	Двухтрубная сеть теплоснабжения с использованием труб в ППУ(ППМ) изоляции.	см. рисунки 1 и 2
16	Пневмогидравлическая промывка систем теплоснабжения всех многоквартирных домов и потребителей бюджетного сектора в Кунашакском МО.	2026-2035	Повышение качества и энергоэффективности теплоснабжения.	
17	Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.	2026-2035	Соблюдение требований действующего законодательства. Повышение надёжности теплоснабжения.	

Предложения по величине необходимой на перспективу установленной тепловой мощности (УТМ) источников тепловой энергии СЦТ Кунашакского МО на основании данных таблиц 1-8 представлены в таблице 13.

Часть 5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального округа.

Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения выполняется путём сопоставления капитальных и эксплуатационных затрат по каждому предложенному варианту.

Технико-экономическое обоснование вариантов перспективного развития системы теплоснабжения выполняется при наличии предложений (см. п. 100 в [2]):

- направленных на реконструкцию и (или) модернизацию котельных с увеличением зоны их действия;
- по строительству источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (в случае отсутствия объекта строительства в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России);
- по переоборудованию котельной в источник тепловой энергии, функционирующий в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электрической энергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

Таблица 13 Предложения по величине УТМ источников тепловой энергии.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	УТМ по состоянию на 2026г., Гкал/ч	Необходимая УТМ на перспективу, Гкал/ч	Рекомендуемый год изменения УТМ	Способ изменения УТМ	Примечание
А. Существующие системы централизованного теплоснабжения (СЦТ).						
1.1	СЦТ «мкр. №1»	8,00	8,00	—	УТМ менять не требуется	
1.2	СЦТ «мкр. №2»	8,00	8,00	—	УТМ менять не требуется	
1.3	СЦТ «мкр. Совхозный»	1,31	24,00	—	УТМ менять не требуется	
1.4	СЦТ «Лесной»	1,38	1,72	2026	Реконструкция котельной с увеличением мощности.	Рекомендуется замена четырёх существующих котлов на котлы RS-A500.
1.5	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	0,52	0,52	—	УТМ менять не требуется	
1.6	СЦТ «Новобурино»	5,42	5,16	2027-2028	Строительство новой газовой котельной. Вывод из эксплуатации существующей котельной.	Необходимая УТМ определена при применении четырёх котловой схемы.
1.7	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	0,88	0,88	—	УТМ менять не требуется	
1.8	СЦТ «пос. Муслюмово»	1,64	1,64	—	УТМ менять не требуется	
Б. Системы децентрализованного теплоснабжения (ДцСТ).						
2.1	ДцСТ "Техникум")	0,40	0,34	—	Строительство новой газовой котельной. Вывод из эксплуатации существующей котельной.	Рекомендуется установка автоматической блочной роботизированной газовой котельной.

Часть 5.4 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального округа на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.

Анализ ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения выполнен в главе 14.

Часть 5.5 Описание изменений в мастер – плане развития систем теплоснабжения муниципального округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ,

выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района).

Описание изменений в мастер – плане развития систем теплоснабжения муниципального округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не выполнялось.

Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

Существующие и перспективные расходы воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия каждой СЦТ в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго» приведены в таблице 14.

Существующие и перспективные расходы воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия каждой СЦТ в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык» приведены в таблице 15.

Существующие и перспективные расходы воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия каждой СЦТ в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела» приведены в таблице 16.

Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети каждой СЦТ приведены в таблицах 17-24.

Часть 6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя определена в соответствии с указаниями Приказа Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 года № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» (см. [26]): нормативные утечки теплоносителя составляют 0,25% от ёмкости системы теплоснабжения в час.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в зоне действия каждой СЦТ приведена в таблицах 17-24 (стр. 8.1).

Часть 6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.

По состоянию на сентябрь 2025 года все СЦТ на территории Кунашакского МО закрыты.

На перспективу до 2035г. строительство открытых систем теплоснабжения не рекомендуется.

Часть 6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов.

Сведения о наличии баков-аккумуляторов и об их параметрах по состоянию на 2025г. приведены в таблице 8 книги 1.

Баки-аккумуляторы для горячего водоснабжения в составе СЦТ Кунашакского МО не предусмотрены.

Перспективная динамика количество баков-аккумуляторов теплоносителя и их ёмкости приведена в таблицах 17-24 (стр. 5 и 6).

Таблица 14 Существующие и перспективные расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия каждой СЦТ в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго».

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «мкр. №1»														
1	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс.м.куб.	2,367	н.д.	0,000	0,054	0,054	25,219	25,219	25,951	26,573	26,530	26,530	26,530
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс.м.куб.	25,219	25,219	25,219	25,219	25,219	25,219	25,219	25,951	26,573	26,530	26,530	26,530
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс.м.куб.	22,852	н.д.	25,219	25,165	25,165	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СЦТ «мкр. №2»														
1	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс.м.куб.	1,026	н.д.	2,492	0,602	0,602	20,989	20,989	20,956	20,327	20,294	20,294	20,294
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс.м.куб.	20,989	20,989	20,989	20,989	20,989	20,989	20,989	20,956	20,327	20,294	20,294	20,294
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс.м.куб.	19,963	н.д.	18,497	20,387	20,387	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Таблица 15 Существующие и перспективные расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия каждой СЦТ в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык».

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «мкр. Совхозный»														
1	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс.м.куб.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	3,285	3,285	3,285	3,086	3,086	3,086	3,086
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс.м.куб.	3,285	3,285	3,285	3,285	3,285	3,285	3,285	3,285	3,086	3,086	3,086	3,086
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс.м.куб.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СЦТ «Лесной»														
1	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс.м.куб.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс.м.куб.	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331	8,331
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс.м.куб.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «Совхозная, 14-14А»														
1	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс.м.куб.	—	—	—	н.д.	н.д.	0,498	0,498	0,498	0,498	0,498	0,498	0,498
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс.м.куб.	—	—	—	0,498	0,498	0,498	0,498	0,498	0,498	0,498	0,498	0,498
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс.м.куб.	—	—	—	н.д.	н.д.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СЦТ «Новобурино»														
1	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс.м.куб.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	20,472	20,472	20,472	20,472	20,472	20,472	20,738
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс.м.куб.	20,472	20,472	20,472	20,472	20,472	20,472	20,472	20,472	20,472	20,472	20,472	20,738
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс.м.куб.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Таблица 16 Существующие и перспективные расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия каждой СЦТ в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела».

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»														
1	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс.м.куб.	н.д.	0,100	0,100	0,045	0,100	3,071	3,071	3,053	3,796	3,796	3,796	3,796
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс.м.куб.	3,071	3,071	3,071	3,071	3,071	3,071	3,071	3,053	3,796	3,796	3,796	3,796
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс.м.куб.	н.д.	2,971	2,971	3,026	2,971	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СЦТ «пос. Муслюмово»														
1	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс.м.куб.	н.д.	0,030	0,025	0,034	0,100	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс.м.куб.	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс.м.куб.	н.д.	2,509	2,514	2,505	2,439	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Водоснабжение существующих и перспективных котельных должно осуществляться в соответствии с требованиями раздела 18 в [15]. Для котельных первой и второй категорий должно быть предусмотрено два ввода водопровода - и/или создан нормативный запас воды.

Часть 6.4 Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.

В соответствии с п. 6.16 в [14]: «При отсутствии данных по фактическим объемам воды в системе теплоснабжения допускается принимать его равным 65 м^3 на 1 МВт ($75,6 \text{ м}^3$ на 1 Гкал/ч) расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м^3 на 1 МВт ($81,4 \text{ м}^3$ на 1 Гкал/ч) – открытой системе и 30 м^3 на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения».

В соответствии с МДК 4-05.2004 (см. [12]): 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.куб на 1 Гкал/ч . Емкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при 6 м.куб на 1 Гкал/ч средней часовой тепловой нагрузки.

Максимальный часовой расход подпиточной воды (G) для закрытых систем теплоснабжения определяем в соответствии с п. 6.16 в [14] по формуле:

$$G=0,0025 \cdot V_{\text{тс}} + G_{\text{м}}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

где $G_{\text{м}}$ – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру участка тепловой сети (см. таблицу 3 в [14]), $\text{м}^3/\text{ч}$

Сведения о фактическом расходе подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии за 2020-2024гг. представлены в таблицах 62 и 66 книги 1.

В соответствии с п. 6.22 в [14] для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объёма воды в тепловой сети и присоединённых системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем ГВС, присоединённых через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями.

Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия каждого источника тепловой энергии приведён в таблицах 17-24 (стр. 7 и 8).

Часть 6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок (ВПУ) и потерь теплоносителя в зоне действия каждого источника тепловой энергии с учетом развития систем теплоснабжения приведён в таблицах 17-24 (стр. 3, 7 и 8).

Таблица 17 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «мкр. №1».

№пп	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,87	3,25	3,22	3,22	3,22
2	Объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	1151,57	1151,57	1151,57	1151,57	1151,6	1151,57	1151,57	1184,99	1213,37	1211,41	1211,41	1211,41
3	Производительность ВПУ (располагаемая)	т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
4	Срок службы	лет	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	25
5	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Общая емкость баков-аккумуляторов	м.куб.	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
7	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,96	3,03	3,03	3,03	3,03
8	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,27	н.д.	0,00	0,01	0,01	2,88	2,88	2,96	3,03	3,03	3,03	3,03
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,96	3,03	3,03	3,03	3,03
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-2,61	н.д.	-2,88	-2,87	-2,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	23,03	23,03	23,03	23,03	23,03	23,03	23,03	23,70	24,27	24,23	24,23	24,23
11	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,88	-0,88	-0,88	-0,88	-0,88	-0,88	-0,88	-0,96	-1,03	-1,03	-1,03	-1,03
12	Доля резерва	%	-43,9	-43,9	-43,9	-43,9	-43,9	-43,9	-43,9	-48,1	-51,7	-51,4	-51,4	-51,4

Таблица 18 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «мкр. №2».

№пп	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	4,82	4,82	4,82	4,83	4,83	4,83	4,83	4,81	4,43	4,41	4,41	4,41
2	Объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	958,40	958,40	958,40	958,40	958,4	958,40	958,40	956,89	928,15	926,66	926,66	926,66
3	Производительность ВПУ (располагаемая)	т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
4	Срок службы	лет	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	31
5	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Общая емкость баков-аккумуляторов	м.куб.	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
7	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,39	2,32	2,32	2,32	2,32
8	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,12	н.д.	0,28	0,07	0,07	2,40	2,40	2,39	2,32	2,32	2,32	2,32
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,39	2,32	2,32	2,32	2,32
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-2,28	н.д.	-2,11	-2,33	-2,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	Объём аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,14	18,56	18,53	18,53	18,53
11	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,40	-0,40	-0,40	-0,40	-0,40	-0,40	-0,40	-0,39	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32
12	Доля резерва	%	-19,8	-19,8	-19,8	-19,8	-19,8	-19,8	-19,8	-19,6	-16,0	-15,8	-15,8	-15,8

Таблица 19 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «мкр. Совхозный».

№пп	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98	0,86	0,86	0,86	0,86
2	Объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	140,9	140,9	140,9	140,9
3	Производительность ВПУ (располагаемая)	т/ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
4	Срок службы	лет	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	22
5	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Общая емкость баков-аккумуляторов	м.куб.	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
7	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,35	0,35	0,35	0,35
8	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,38	0,38	0,38	0,35	0,35	0,35	0,35
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,35	0,35	0,35	0,35
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,82	2,82	2,82	2,82
11	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,65	0,65	0,65	0,65
12	Доля резерва	%	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	64,8	64,8	64,8	64,8

Таблица 20 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «Лесной».

№пп	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
2	Объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	380,42	380,42	380,42	380,42	380,4	380,42	380,42	380,42	380,42	380,42	380,42	380,42
3	Производительность ВПУ (располагаемая)	т/ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
4	Срок службы	лет	8	9	10	11	12	13	14	0	1	2	3	8
5	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Общая емкость баков-аккумуляторов	м.куб.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
7	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
8	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	Объём аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61
11	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
12	Доля резерва	%	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9

Таблица 21 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «Совхозная, 14-14А».

№пп	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	—	—	—	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
2	Объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	—	—	—	22,76	22,8	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
3	Производительность ВПУ (располагаемая)	т/ч	—	—	—	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
4	Срок службы	лет	—	—	—	0	1	2	3	4	5	6	7	12
5	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	—	—	—	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Общая емкость баков-аккумуляторов	м.куб.	—	—	—	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	—	—	—	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
8	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	—	—	—	н.д.	н.д.	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	—	—	—	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	—	—	—	н.д.	н.д.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	Объём аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	—	—	—	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
11	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	—	—	—	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
12	Доля резерва	%	—	—	—	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3

Таблица 22 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «Новобурино».

№пп	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	4,12
2	Объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	934,8	934,8	934,8	934,8	934,8	934,8	934,8	934,8	934,8	934,8	934,8	947,0
3	Производительность ВПУ (располагаемая)	т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
4	Срок службы	лет	6	7	8	9	10	11	12	0,0	1,0	2,0	3,0	8,0
5	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
6	Общая емкость баков-аккумуляторов	м.куб.	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
7	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,37
8	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,37
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,37
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	Объём аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70	18,94
11	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,34	-0,34	-0,34	-0,34	-0,34	-0,34	-0,34	-0,34	-0,34	-0,34	-0,34	-0,37
12	Доля резерва	%	-16,8	-16,8	-16,8	-16,8	-16,8	-16,8	-16,8	-16,8	-16,8	-16,8	-16,8	-18,4

Таблица 23 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».

№пп	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	0,87	0,87	0,62	0,62	0,51	0,51	0,51	0,50	0,94	0,94	0,94	0,94
2	Объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	140,24	140,24	140,24	140,24	140,2	140,24	140,24	139,43	173,34	173,34	173,34	173,34
3	Производительность ВПУ (располагаемая)	т/ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
4	Срок службы	лет	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	27
5	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Общая емкость баков-аккумуляторов	м.куб.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
7	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,43	0,43	0,43	0,43
8	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	н.д.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,35	0,35	0,35	0,43	0,43	0,43	0,43
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,43	0,43	0,43	0,43
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	н.д.	-0,34	-0,34	-0,35	-0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	Объём аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,79	3,47	3,47	3,47	3,47
11	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,57	0,57	0,57	0,57
12	Доля резерва	%	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	65,1	56,7	56,7	56,7	56,7

Таблица 24 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «пос. Муслюмово».

№пп	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	0,69	0,69	0,93	0,92	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
2	Объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	115,91	115,91	115,91	115,91	115,9	115,91	115,91	115,91	115,91	115,91	115,91	115,91
3	Производительность ВПУ (располагаемая)	т/ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
4	Срок службы	лет	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	26
5	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Общая емкость баков-аккумуляторов	м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
8	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	н.д.	0,00	0,00	0,00	0,01	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	н.д.	-0,29	-0,29	-0,29	-0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	Объём аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32
11	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,71	0,71	0,71
12	Доля резерва	%	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	71,0	71,0	71,0

Часть 6.6 Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ, выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района).

Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не выполнялось.

Часть 6.7 Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ, выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района).

Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не выполнялся.

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.

Часть 7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

7.1.1 Определения.

В Приказе Минрегиона РФ от 27.02.2010г. №79 приведена классификация малоэтажных жилых домов (см. рис. 5):

- Индивидуальные жилые дома - отдельно стоящие жилые дома с количеством этажей не более чем три, предназначенные для проживания одной семьи;
- Блокированные жилые дома - жилые дома с количеством этажей не более чем три, состоящие из нескольких блоков, количество которых не превышает десять и каждый из которых предназначен для проживания одной семьи, имеет общую стену (общие стены) без проемов с соседним блоком или соседними блоками, расположен на отдельном земельном участке и имеет выход на территорию общего пользования;
- Многоквартирные малоэтажные жилые дома - жилые дома с количеством этажей не более чем три, состоящие из одной или нескольких блок-секций, количество которых не превышает четыре, в каждой из которых находятся несколько квартир и помещения общего пользования, и каждая из которых имеет отдельный подъезд с выходом на территорию общего пользования.

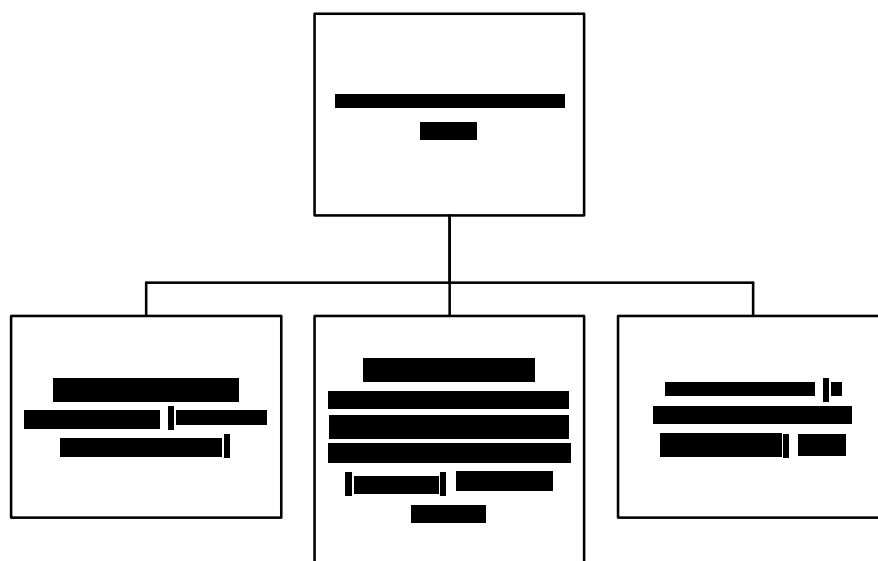


Рисунок 5 Виды малоэтажных домов.

7.1.2 Основная нормативно-правовая база.

В соответствии с пунктом 15 статьи 14 Федерального закона РФ № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (см. [3]): 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, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

Пункт 122 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]) рекомендует вывод из эксплуатации тепловых сетей с незначительной тепловой нагрузкой (с относительными потерями тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям более 75% от тепловой энергии, отпущенной в рассматриваемые тепловые сети).

7.1.3 Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения.

Теплопотребляющие установки и тепловые сети потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящиеся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, подключаются к этому источнику. Подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящихся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, 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 Федеральным законом РФ от 27 июля 2010 №190-ФЗ «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.

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.

В случае отсутствия технической возможности подключения к системе централизованного теплоснабжения или при отсутствии свободной мощности в соответствующей точке на момент обращения допускается временная организация теплоснабжения здания (группы зданий) от крышной или передвижной котельной, оборудованной котлами конденсационного типа на период, определяемый единой теплоснабжающей организацией.

Подключение потребителей к системам централизованного теплоснабжения осуществляется только по закрытым схемам.

При создании в округе единой теплоснабжающей организации (ЕТО), определяющей в границах своей деятельности техническую политику и соблюдение законов в части эффективного теплоснабжения, условия организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения формируются указанной организацией с учетом действующей схемы теплоснабжения и нормативов.

7.1.4 Условия для организации поквартирного теплоснабжения малоэтажных МКД.

п. 44 Правил подключения к системам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства РФ от 16 апреля 2012 г. N 307) гласит: В перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, которые запрещается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения, входят источники тепловой энергии, работающие на природном газе, не отвечающие следующим требованиям:

- наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;
- наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;
- температура теплоносителя - до 95 градусов Цельсия;
- давление теплоносителя - до 1 МПа.

Свод правил СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе» распространяется на проектирование, строительство и эксплуатацию поквартирных систем теплоснабжения.

В соответствии с СП 41-108-2004 устанавливается ряд требований, в том числе:

- Забор воздуха для горения должен производиться непосредственно снаружи здания воздуховодами. Устройство дымоотводов от каждого теплогенератора индивидуально через фасадную стену многоэтажного жилого здания запрещается.
- Объем помещения для установки теплогенератора должен быть не менее 15 куб. м.
- Наличие у котла закрытой (герметичной) камеры сгорания;
- Наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления.

Отказ от централизованного отопления представляет собой как минимум процесс по замене и переносу инженерных сетей и оборудования, требующих внесения изменений в технический паспорт. В соответствии со статьей 25 Жилищного кодекса РФ такие действия именуется переустройством жилого помещения (жилого дома, квартиры, комнаты), порядок проведения которого регулируется как главой 4 ЖК РФ, так и положениями Градостроительного кодекса РФ о реконструкции внутридомовой системы отопления (то есть получении проекта реконструкции, разрешения на реконструкцию, акта ввода в эксплуатацию и т.п.).

В соответствии с частью 1 статьи 25 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 1.7.1 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 27.09.2003г. №170 (далее – Правила), замена нагревательного оборудования является переустройством жилого помещения. Частью 1 статьи 26 Жилищного кодекса Российской Федерации установлено, что переустройство жилого помещения производится с соблюдением требований законодательства по согласованию с органом местного самоуправления на основании принятого им решения.

Согласно п. 1.7.2 Правил, переоборудование и перепланировка жилых домов и квартир (комнат), ведущие к нарушению прочности или разрушению несущих конструкций здания, нарушению в работе инженерных систем и (или) установленного на нем оборудования, ухудшению сохранности и внешнего вида фасадов, нарушению противопожарных устройств, не допускаются.

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома. То есть, если с момента постройки многоквартирный дом рассчитан на централизованное теплоснабжение, то установка

индивидуального отопления в квартирах нарушает существующую внутридомовую схему подачи тепла.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена Постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения».

Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли. Поскольку внутридомовая система теплоснабжения многоквартирного дома входит в состав общего имущества такого дома, а уменьшение его размеров, в том числе и путем реконструкции системы отопления посредством переноса стояков, радиаторов и т.п. хотя бы в одной квартире, возможно только с согласия всех собственников помещений в многоквартирном доме (ч. 3 ст. 36 ЖК РФ).

То есть, для оснащения квартиры индивидуальным источником тепловой энергии желающим, кроме согласования этого вопроса с органами местного самоуправления, необходимо также получение на это переустройство согласия всех собственников жилья в многоквартирном доме.

Отсутствие всех вышеперечисленных документов может трактоваться как самовольное отключение от централизованного теплоснабжения. Самовольная реконструкция систем теплоснабжения — это не что иное, как разрегулировка сетей и внутренних систем всего многоквартирного жилого дома. Эти работы могут привести к нарушению гидравлического режима, неправильному распределению тепла, перегреву или недогреву помещений, и, в конечном итоге, к нарушению прав других потребителей тепловых услуг. Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома, к значительному увеличению расхода газа, на что существующие газовые трубы (их сечение) не рассчитаны. Кроме этого, при отключении основной доли потребителей в многоквартирных домах увеличивается резерв мощности котельной, что негативно сказывается на работе теплоснабжающей организации и на предоставлении услуг теплоснабжения остальным потребителям (например, следует рост тарифа для остальных потребителей, что ущемляет их права).

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные», п.7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире. Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при **полной проектной реконструкции инженерных систем дома**, а именно:

- общей системы теплоснабжения дома;
- общей системы газоснабжения дома, в т.ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;

- системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа.

Собственниками помещений многоквартирного дома, перешедшими с централизованного отопления на индивидуальное, оплачивается только собственное потребление. Однако, жилищное законодательство (статьи 30 и 39 Жилищного Кодекса Российской Федерации) не освобождает граждан, отключившихся от центрального отопления, от оплаты за тепловые потери системы отопления многоквартирного дома и расход тепловой энергии на общедомовые нужды.

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на поквартирное теплоснабжение, возможен и целесообразен только для **многоквартирного дома в целом**. Органами местного самоуправления издается постановление о переводе всех квартир МКД на индивидуальное теплоснабжение при одновременном соблюдении трёх условий:

- наличие решения о переводе всех квартир МКД на индивидуальное теплоснабжение принятого жителями МКД на общедомовом собрании;
- мероприятие о переводе всех квартир конкретного МКД на индивидуальное теплоснабжение должно быть предусмотрено в утверждённой схеме теплоснабжения;
- наличие технической возможности реализации решения о переводе всех квартир конкретного МКД на индивидуальное теплоснабжение.

По данным администрации Кунашакского МО, случаев применения отопления жилых помещений в МКД с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии на территории Кунашакского МО не зафиксировано.

В схемах теплоснабжения Кунашакского, Буринского и Муслюмовского сельских поселений, разработанных ранее, не предусматривался переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах подключенных к централизованному теплоснабжению с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии!

Учитывая компактное размещение и высокую плотность тепловых нагрузок, перевод жилых помещений в многоквартирных домах расположенных зонах действия СЦТ Кунашакского МО на теплоснабжение с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии до 2035г. не рекомендуется.

7.1.5 Условия для организации теплоснабжения МКД от общедомового газового теплогенератора.

В соответствии с пунктом 3.4 свода правил «СП 41-104-2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения»:

- Не допускается встраивать котельные в жилые многоквартирные здания.
- Для жилых зданий допускается устройство пристроенных и крышных котельных.
- Указанные котельные допускается проектировать с применением водогрейных котлов с температурой воды до 115 °С. При этом тепловая мощность котельной не должна быть более 3,0 МВт. Не допускается проектирование пристроенных котельных, непосредственно примыкающих к жилым зданиям со стороны входных подъездов и участков стен с оконными проемами, где расстояние от внешней стены котельной до ближайшего окна жилого помещения менее 4 м по горизонтали, а расстояние от перекрытия котельной до ближайшего окна жилого помещения менее 8 м по вертикали.
- Не допускается размещение крышных котельных непосредственно на перекрытиях жилых помещений (перекрытие жилого помещения не может служить основанием пола котельной), а также смежно с жилыми помещениями (стена здания, к которому пристраивается крышная котельная, не может служить стеной котельной).

Вывод: Принимая во внимание конструктивную специфику МКД, вышеуказанные технические ограничения, сложившуюся планировочную структуру жилищной застройки, а также существующие зоны действия СЦТ, не целесообразно теплоснабжение МКД в Кунашакском МО от общедомовых газовых теплогенераторов. Кроме того, реализация подобных проектов и сопровождение их в процессе эксплуатации, не отрегулировано должным образом нормативно-правовыми актами.

7.1.6 Условия для организации индивидуального теплоснабжения индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов.

Перевод индивидуальных жилых домов и малоэтажных блокированных жилых домов с централизованного теплоснабжения на индивидуальное (автономное) теплоснабжение с использованием природного газа, электроэнергии или твёрдого топлива возможен без существенных нормативно-правовых ограничений.

Возможны технические ограничения, связанные с недостаточной пропускной способностью электрических сетей, в случае перехода на индивидуальное теплоснабжение с использованием электричества (электродвигатель, ПЛЭН, греющий кабель).

Перечень индивидуальных жилых домов и малоэтажных блокированных жилых домов, подключенных к СЦТ Кунашакского МО по состоянию на сентябрь 2025г. и рекомендации по организации их теплоснабжения приведён в таблице 26.

По п. Лесной на данном этапе перевод индивидуальных жилых домов и малоэтажных блокированных жилых домов с централизованного теплоснабжения на индивидуальное (автономное) теплоснабжение с использованием природного газа не предусматривается, так как земля в поселке находится в федеральной собственности, оформление федеральной земли в частную собственность требует значительных финансовых и временных затрат. Для подключения частного домовладения к газовым сетям в составе пакета документов требуется копия свидетельства о государственной регистрации собственности на земельный участок. При очередной актуализации схемы теплоснабжения рекомендуется уточнить данный вопрос и, при необходимости, внести изменения в схему теплоснабжения.

Часть 7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

На территории Кунашакского МО источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения.

На территории Кунашакского МО источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

Строительство источников тепловой энергии на территории Кунашакского МО, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России не предусмотрено.

Часть 7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

На территории Кунашакского МО источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

При определённых условиях в качестве основного (рабочего) источника электроснабжения на котельных рекомендуется использовать газотурбинный генератор (ГТГ) или газопоршневой генератор (ГПГ) с утилизацией тепловой энергии, а в качестве резервного источника электроэнергии использовать внешнюю энергосистему. Для повышения энергоэффективности работы генератора (утилизации тепловой энергии сопутствующей процессу выработки электрической энергии) рекомендуется контур охлаждения генератора подключить к обратному трубопроводу системы теплоснабжения.

Такое техническое решение рекомендуется реализовывать в котельных, для которых одновременно соблюдаются следующие условия:

- строительство новой котельной или реконструкция существующей котельной;
- в котельной в качестве основного топлива используется или будет использоваться природный газ;
- средняя потребляемая электрическая мощность оборудования котельной в отопительный период не ниже 100 кВт.

Преимущества ГТГ по сравнению с ГПГ генераторами:

- более высокий электрический КПД при полной загрузке (достигает 50%);
- существенно ниже цена;
- значительно ниже удельный расход масла (в несколько раз);
- значительно ниже уровень шума;
- значительно меньше габаритные размеры и вес;
- выше надёжность;
- значительно выше срок службы (в два-три раза);

Недостатки ГТГ по сравнению с ГПГ генераторами: КПД ГТГ значительно снижается при снижении нагрузки. Работа котельной характеризуется непрерывным графиком работы и постоянством электрических нагрузок. Для реализации преимуществ ГТГ генерирующая

электрическая мощность должна покрывать только постоянную составляющую нагрузочного графика котельной.

Выработка электроэнергии на собственные нужды существующих и перспективных источников тепловой энергии на территории Кунашакского МО не целесообразна.

Часть 7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.

Реконструкция существующих котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии на данном этапе не требуется.

Часть 7.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

На территории Кунашакского МО источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

На территории Кунашакского МО источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

Техническое состояние здания котельной СЦТ «Новобурино» по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, 1Г оценивается как крайне неудовлетворительное: кровля протекает, оконные проёмы сгнили, стеклопакеты частично повреждены. Основное технологическое оборудование котельной СЦТ «Новобурино» изношено. По состоянию на сентябрь 2025г. проводится экспертиза проекта: «Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области». После ввода в эксплуатацию БМК в с. Новобурино – существующую (старую) котельную рекомендуется ликвидировать.

Часть 7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями.

Варианты организации теплоснабжения малоэтажных домов, а также преимущества и недостатки каждого из них, приведены в таблице 25.

Ниже приведён расчёт затрат на отопление при различных вариантах организации теплоснабжения малоэтажных домов.

Рассмотрим четыре варианта отопления квартиры площадью 60м²: первый - с использованием электродкотла; второй - с использованием твёрдотопливного дровяного котла; третий – с использованием газового котла и четвёртый – централизованное теплоснабжение. При расчётах будем пренебрегать затратами на электроэнергию, потребляемую циркуляционным насосом, так как они будут незначительными и постоянными для вариантов 1,2 и 3.

Одноставочный тариф на электроэнергию (однозонный, третий диапазон) для населения Челябинской области, проживающего в сельских населённых пунктах на первое полугодие 20256 года, составляет $T_{ээ} = 10,7$ руб/кВт·ч.

Тариф на природный газ для населения Кунашакского МО (отопление, горячее водоснабжение и приготовление пищи) на второе полугодие 2026 года составляет $T_g = 7,204$ руб/м³.

Тариф на ТЭ для населения (микрорайоны №1 и №2 в с. Кунашак) в I-ом полугодии 2026г. составляет $T_{тэ1} = 4393,94$ руб./Гкал (см. таблицу 74 в книге 1).

Тариф на ТЭ для населения (п. Лесной) в I-ом полугодии 2026г. составляет $T_{тэ2} = 1897,14$ руб./Гкал (см. таблицу 74 в книге 1).

Тариф на ТЭ для населения (микрорайон «Совхозный» в с. Кунашак) в I-ом полугодии 2026г. составляет $T_{тэ3} = 1775,15$ руб./Гкал (см. таблицу 74 в книге 1).

Тариф на ТЭ для населения (с. Новобурино) в I-ом полугодии 2026г. составляет $T_{тэ4} = 1848,53$ руб./Гкал (см. таблицу 74 в книге 1).

Тариф на ТЭ для населения (п. Муслимово ж.д.ст.) в I-ом полугодии 2026г. составляет $T_{тэ5} = 2723,30$ руб./Гкал (см. таблицу 74 в книге 1).

Стоимость берёзовых дров $T_d = 2,0$ тыс.руб/м³. Плотность 0,5т/м³.

1тыс.кВт·ч электрической энергии эквивалентна 0,123 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 8,13 тыс. кВтч.

1тыс.м³ природного газа равна 1,154 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 0,87тыс. м³

1тонна берёзовых дров равна 0,3 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 3,33 тонн дров.

Средний КПД газового котла $KPD_g = 0,85$

Средний КПД электродкотла $KPD_э = 1$

Средний КПД твёрдотопливного дровяного котла $KPD_d = 0,7$

При расчётах затрат на отопление от СЦТ будем использовать действующий норматив потребления тепловой энергии на отопление, который значительно выше фактического потребления тепла. При расчётах затрат на отопление от индивидуального теплогенератора будем использовать расчётный показатель потребления тепловой энергии на отопление (строка 6.1 из таблицы 90), который значительно ниже норматива.

Норматив потребления тепловой энергии на отопление 1м² площади $N_n = 0,342$ Гкал/м.кв. в год (см. п. 1.5.5 в книге 1).

Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию 1м² площади 1-3 этажного жилого дома $N_f = 0,197$ Гкал/год (строка 6.1 из таблицы 90).

Рассчитаем стоимость одной тонны условного топлива, получаемой из природного газа, электрической энергии и при сжигании дров.

Таким образом, стоимость одной т.у.т.:

1т.у.т. по газу	$Стутг = 0,87 \cdot T_g \cdot 1000 = 0,87 \cdot 7,204 \cdot 1000 =$	6267,00 руб
1т.у.т. по электрической энергии	$Стутээ = 8,13 \cdot T_{ээ} \cdot 1000 = 8,13 \cdot 10,7 \cdot 1000 =$	86991,00 руб
1т.у.т. по дрова	$Стутд = 3,33 \cdot T_d / 0,5 \cdot 1000 = 3,33 \cdot 2 / 0,5 \cdot 1000 =$	13320,00 руб

Нормативный объём необходимой тепловой энергии для отопления квартиры площадью $S=60\text{м}^2$ в двухэтажном МКД или ИЖД – $Q_n = S \cdot H_n = 60 \cdot 0,342 = 20,52 \text{ Гкал/год}$

Расчётный объём необходимой тепловой энергии для отопления квартиры площадью $S=60\text{м}^2$ в ИЖД или малоэтажный блокированный жилой дом – $Q_f = S \cdot H_f = 60 \cdot 0,197 = 11,82 \text{ Гкал/год}$

1 Гкал тепловой энергии равна 0,14286 тоннам условного топлива (т.у.т.) или 1 т.у.т. = 7 Гкал.

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием электродкотла:

$$V_z = Q_f \cdot 0,14286 / \text{КПД}_z = 11,82 \cdot 0,14286 / 1 = 1,6 \text{ т.у.т.}$$

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием газового котла:

$$V_g = Q_f \cdot 0,14286 / \text{КПД}_g = 11,82 \cdot 0,14286 / 0,85 = 1,88 \text{ т.у.т.}$$

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием твёрдотопливного дровяного котла:

$$V_d = Q_f \cdot 0,14286 / \text{КПД}_d = 11,82 \cdot 0,14286 / 0,7 = 2,282 \text{ т.у.т.}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием электродкотла для сельской местности:

$$З_z = V_z \cdot \text{Стут}_z = 1,6 \cdot 86991 = 139186 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием газового котла:

$$З_g = V_g \cdot \text{Стут}_g = 1,88 \cdot 6267 = 11782 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием твёрдотопливного дровяного котла:

$$З_d = V_d \cdot \text{Стут}_d = 2,282 \cdot 13320 = 30396 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию $T_{т1}=4393,94 \text{ руб/Гкал}$ составят: $З_{т1} = Q_n \cdot T_{т1} = 90 \text{ 164 рублей в год.}$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию $T_{т2}=1897,10 \text{ руб/Гкал}$ составят: $З_{т2} = Q_n \cdot T_{т2} = 38 \text{ 929 рублей в год.}$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию $T_{т3}=1775,15 \text{ руб/Гкал}$ составят: $З_{т3} = Q_n \cdot T_{т3} = 36 \text{ 426 рублей в год.}$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию $T_{т4}=1848,53 \text{ руб/Гкал}$ составят: $З_{т4} = Q_n \cdot T_{т4} = 37 \text{ 932 рублей в год.}$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию $T_{т5}=2723,30 \text{ руб/Гкал}$ составят: $З_{т5} = Q_n \cdot T_{т5} = 55 \text{ 882 рублей в год.}$

Результаты расчётов затрат на отопление малоэтажных жилых зданий при различных вариантах организации теплоснабжения приведены в таблице 25.

Применительно к индивидуальным жилым домам и домам блокированной застройки из таблицы 25 можно сделать следующие выводы:

- Для домов, расположенных в газифицированной части населённого пункта оптимальным вариантом, является теплоснабжение от индивидуальных газовых теплогенераторов. В газифицированных населённых пунктах большинство частных домовладений в априори стремятся к индивидуальному теплоснабжению от газовых теплогенераторов понимая его преимущества – относительно недорогое и качественное теплоснабжение. Поэтому переход частных домовладений (индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов) на индивидуальное теплоснабжение происходит естественным образом, хотя и не так быстро из-за существенных первичных капитальных затрат.
- Для домов, расположенных в негазифицированной части населённого пункта, оптимальным вариантом является теплоснабжение с применением очаговых печей и твёрдотопливных котлов длительного горения или централизованное теплоснабжение. В последнее время широкое распространение среди населения стали получать котлы длительного горения, в том числе пеллетные и «всеядные» котлы.

Перечень индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов, подключенных к СЦТ Кунашакского МО по состоянию на 2026г, которые рекомендуется перевести на индивидуальное (децентрализованное) теплоснабжение приведён в таблице 26.

По п. Лесной на данном этапе перевод индивидуальных жилых домов и малоэтажных блокированных жилых домов с централизованного теплоснабжения на индивидуальное (автономное) теплоснабжение с использованием природного газа не предусматривается, так как земля в поселке находится в федеральной собственности, оформление федеральной земли в частную собственность требует значительных финансовых и временных затрат. Для подключения частного домовладения к газовых сетям в составе пакета документов требуется копия свидетельства о государственной регистрации собственности на земельный участок. При очередной актуализации схемы теплоснабжения рекомендуется уточнить данный вопрос и, при необходимости, внести изменения в схему теплоснабжения.

Оценка тарифа на тепловую энергию (тарифные последствия) при отключении от СЦТ ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов с использованием методики определения радиуса эффективного теплоснабжения (далее РЭТ) рассмотрена в части 7.15.

Ожидается, что перевод на децентрализованное теплоснабжение ИЖД, одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов может дать снижение тарифа на тепловую энергию не только за счет снижения расходов на топливо на технологические цели (природный газ), но и за счёт снижения удельных расходов на приобретаемые иные энергетические ресурсы, операционные и неподконтрольные расходы.

В соответствии со статьёй 21 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ:

1. В целях недопущения ущемления прав и законных интересов потребителей тепловой энергии собственники или иные законные владельцы источников тепловой энергии, тепловых сетей обязаны осуществлять согласование с органами местного самоуправления и в случаях, установленных настоящей статьёй, с потребителями вывода указанных объектов в ремонт и из эксплуатации.

4. Собственники или иные законные владельцы источников тепловой энергии, тепловых сетей, планирующие вывод их из эксплуатации (консервацию или ликвидацию), не менее чем за восемь месяцев до планируемого вывода обязаны уведомить в целях согласования вывода их из эксплуатации орган местного самоуправления о сроках и причинах вывода указанных объектов из эксплуатации в случае, если такой вывод не обоснован в схеме теплоснабжения.

5. Орган местного самоуправления, в который направлено уведомление, вправе потребовать от собственников или иных законных владельцев источников тепловой энергии, тепловых сетей приостановить их вывод из эксплуатации на срок не более чем три года в случае наличия угрозы возникновения дефицита тепловой энергии, а собственники или иные законные владельцы указанных объектов обязаны выполнить данное требование органа местного самоуправления. В случае, если продолжение эксплуатации указанных объектов ведет к некомпенсируемым финансовым убыткам, собственникам или иным законным владельцам указанных объектов должна быть обеспечена соответствующая компенсация в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В соответствии с разделом III Постановления Правительства РФ от 08.07.2023г. №1130 «Об утверждении Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей»:

3. в) вывод из эксплуатации тепловых сетей осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления и потребителями тепловой энергии. Вывод из эксплуатации тепловых сетей, с использованием которых осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых подключены к этим тепловым сетям в надлежащем порядке, не допускается без согласования с указанными потребителями

15. Вывод из эксплуатации тепловых сетей, с использованием которых осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых подключены к этим тепловым сетям в надлежащем порядке, без согласования с указанными потребителями не допускается.

Согласование вывода из эксплуатации источника тепловой энергии и тепловых сетей осуществляется на основании результатов рассмотрения уведомления о выводе из эксплуатации, направляемого в орган местного самоуправления собственником или иным законным владельцем указанных объектов.

16. В случае если вывод из эксплуатации источника тепловой энергии и тепловых сетей предусмотрен схемой теплоснабжения поселения, муниципального округа или городского округа (далее - схема теплоснабжения), вывод из эксплуатации осуществляется в сроки, установленные схемой теплоснабжения.

В случае если собственник или иной законный владелец источника тепловой энергии или тепловых сетей, вывод которых из эксплуатации предусмотрен схемой теплоснабжения, в установленные схемой теплоснабжения сроки не осуществит вывод объектов из эксплуатации, собственники или иные законные владельцы смежных тепловых сетей и источников тепловой энергии вправе произвести отключение этих объектов от системы теплоснабжения.

17. Собственники или иные законные владельцы источников тепловой энергии и тепловых сетей, планирующие вывод их из эксплуатации (консервация или ликвидация), не менее чем за 8 месяцев до планируемого вывода обязаны в письменной и (или) электронной формах уведомить в целях согласования вывода их из эксплуатации орган местного самоуправления поселения, муниципального округа или городского округа (с указанием оборудования, выводимого из эксплуатации) о сроках и причинах вывода указанных объектов из эксплуатации в случае, если такой вывод не обоснован в схеме теплоснабжения. В уведомлении о выводе из эксплуатации указываются потребители тепловой энергии, теплоснабжение которых может быть прекращено или ограничено в связи с выводом из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

18. К уведомлению о выводе из эксплуатации тепловых сетей, к которым в надлежащем порядке подключены теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии, прилагаются письменные согласования вывода тепловых сетей из эксплуатации, полученные от всех потребителей тепловой энергии, указанных в уведомлении, в том числе потребителей в многоквартирных домах в случае непосредственного управления многоквартирным домом собственниками помещений.

19. Орган местного самоуправления, в который поступило уведомление о выводе из эксплуатации источника тепловой энергии и тепловых сетей, обязан в течение 30 дней со дня получения уведомления о выводе из эксплуатации рассмотреть и согласовать это уведомление или потребовать от собственника или иного законного владельца указанных объектов приостановить их вывод из эксплуатации не более чем на 3 года в случае наличия угрозы возникновения дефицита тепловой энергии для потребителей тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых подключены к таким объектам, включая несогласование потребителями вывода тепловых сетей из эксплуатации, при этом собственники или иные законные владельцы указанных объектов обязаны выполнить такое требование органа местного самоуправления.

Таблица 25 Варианты организации теплоснабжения малозэтажных жилых домов.

Вариант отопления	Вид объекта для теплоснабжения	Тариф на энергоноситель			Расчётное удельное потребление (норматив потребления) тепловой энергии на отопление и вентиляцию, Гкал/год	Финансовые затраты на отопление квартиры площадью 60м.кв. тыс.руб в год	Коэффициент, отражающий разницу в затратах по сравнению с отоплением по варианту с использованием индивидуального газового котла, у.е.	Первоначальные затраты на реализацию, тыс.руб	Достоинства		Недостатки	
Теплоснабжение от индивидуального (поквартирного) газового теплогенератора.	Квартиры в МКД, ИЖД и одноэтажные блокированные дома ("таун-хаусы")	Тпг	7,204	руб/тыс.м.куб.	0,197	11,78	1,0	150,00	Дешёвый способ отопления, одна Гкал стоит около 1051 рублей.	Качественное теплоснабжение. Возможность регулирования температуры. Реализация качественного горячего водоснабжения.	Значительные первоначальные затраты финансовых средств и времени. Существует опасность утечек и взрыва газа. Требуется своевременное квалифицированное обслуживание газового оборудования.	Необходим одновременный переход всех квартир в МКД на поквартирное теплоснабжение. Отсутствует резервный источник теплоснабжения. Не отработан механизм распределения затрат на отопление общедомовых площадей. Высока вероятность умышленного обогрева отдельных квартир за счёт соседей, что может вызывать конфликты среди жителей МКД. Переход отдельных МКД на поквартирное отопление приводит к уменьшению полезного отпуска тепла, и, соответственно, снижается рентабельность котельных СЦТ.
Теплоснабжение от индивидуального электрического теплогенератора при тарифе на электроэнергию (однозонный, третий диапазон) для категории: население, проживающее в сельских населённых пунктах.	ИЖД и одноэтажные блокированные дома ("таун-хаусы")	Тээ	10,7	руб/кВтч	0,197	139,19	11,9	25,00	Не требует больших первоначальных затрат. Сроки реализации не значительны. Относительно безопасный способ отопления.		Очень дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 11776 рублей. При массовом переходе на электроотопление потребуется многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является крайне неэффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.	
Теплоснабжение от общедомового газового теплогенератора.	Квартиры в МКД	Тпг	7,204	руб/тыс.м.куб.	0,197	зависят от способа реализации	–	зависят от способа реализации	Способ отопления является наиболее эффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.	Качественное теплоснабжение. Возможность регулирования температуры. Реализация качественного горячего водоснабжения. Отработаны механизмы распределения затрат на отопление общедомовых площадей.	В соответствии с п. 3.4 в СП 41-104-2000 "Проектирование автономных источников теплоснабжения" существует ряд ограничений по расположению общедомовых котельных (запрещено встраивать котельные, размещать на перекрытиях жилых помещений, практически пристраивать можно только к тому торцу, где отсутствуют окна)	При массовом переходе на электроотопление потребуется многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является дорогим и крайне не эффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.
Теплоснабжение МКД от общедомового электрического теплогенератора при тарифе на электроэнергию для категории: "прочие".	Квартиры в МКД	Тээп	≈12	руб/кВтч	0,197	зависят от способа реализации	–	зависят от способа реализации	Сроки реализации не значительны. Относительно безопасный способ отопления.			
Теплоснабжение от индивидуального твердотопливного дровяного котла (очаговая печь).	ИЖД и одноэтажные блокированные дома ("таун-хаусы")	Тд	2000	руб./м.куб.	0,197	30,40	2,6	20,00	Способ отопления является наиболее эффективным с точки зрения рационального использования ТЭР. Возможность утилизации древесных отходов. Имеется существенный потенциал по снижению затрат на топливо (самостоятельная заготовка древесины и утилизация древесных отходов). Возможность регулирования температуры.	Дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 3000 рублей. Значительные первоначальные финансовые затраты при использовании котла длительного горения с автоматическим регулированием мощности. Котёл и запасы топлива занимают значительную площадь. Значительные затраты сил и времени на подготовку и загрузку топлива.		
Централизованное теплоснабжение при тарифе на I-ое полугодие 2026г. микрорайонах №1 и №2 в с. Кунашак.	Квартиры в МКД, ИЖД и одноэтажные блокированные дома ("таун-хаусы")	Ттэ1	4393,94	руб/Гкал	0,342	90,164	7,7	—	Не требует первоначальных затрат. Услуга гарантируется теплоснабжающей организацией и контролируется органами государственной власти.		Значительные финансовые затраты на отопление. Как правило, качество теплоснабжения ниже, чем при индивидуальном теплоснабжении. В малозэтажных МКД, как правило, отсутствует техническая возможность установки общедомового узла учёта тепловой энергии, что позволяет жителям осуществлять несанкционированный отбор воды на нужды ГВС.	
Централизованное теплоснабжение при тарифе тарифе на I-ое полугодие 2026г. в п. Лесной.		Ттэ2	1897,14	руб/Гкал	0,342	38,929	3,3	—				
Централизованное теплоснабжение при тарифе на I-ое полугодие 2026г. в микрорайоне "Совхозный" в с. Кунашак.		Ттэ3	1775,15	руб/Гкал	0,342	36,426	3,1	—				
Централизованное теплоснабжение при тарифе на I-ое полугодие 2026г. в с. Новобурино		Ттэ4	1848,53	руб/Гкал	0,342	37,932	3,2	—				
Централизованное теплоснабжение при льготном тарифе на I-ое полугодие 2026г. в п. Муслюмово ж.д.ст.		Ттэ5	2723,30	руб/Гкал	0,342	55,882	4,8	—				

Таблица 26 Перечень индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов, подключенных к СЦТ, которые следует перевести на децентрализованное теплоснабжение.

№пп	Вид жилого дома	Адрес узла ввода	Общая площадь здания, м2	Этажность здания	Договорный объем потребления тепла и цели отопления и вентиляцию, Гкал/год	Количество потребителей (жители, сотрудники)	Договорные величины потребления тепла на цели ГВС, Гкал/год	Договорные величины потребления горячей воды, м.куб/год	Расчетная (договорная) нагрузка на отопление, Гкал/ч	Наименование СЦТ к которой подключе объект
1.1	ИЖД	с. Кунашак, ул. Коммунистическая 2	43,5	1	15,1	3	—	—	0,0058	СЦТ «мкр. №1»
1.3	ИЖД	с. Кунашак, ул. Больничная 8А	105,0	1	36,4	0	—	—	0,0140	СЦТ «мкр. №1»
1.4	ИЖД	с. Кунашак, пер. Больничный, 8	127,6	1	44,2	4	—	—	0,0170	СЦТ «мкр. №1»
1.5	ИЖД	с. Кунашак, пер. Больничный, 4	53,0	1	18,4	2	—	—	0,0071	СЦТ «мкр. №1»
1.5	ИЖД	с. Кунашак, пер. Больничный, 4.А	н.д.	1	18,9	2	—	—	0,0075	СЦТ «мкр. №1»
1.6	ИЖД	с. Кунашак, ул. Свердлова 26	60,1	1	20,8	1	—	—	0,0080	СЦТ «мкр. №1»
1.7	ИЖД	с. Кунашак, ул. Свердлова 21	н.д.	1	20,8	н.д.	—	—	0,0080	СЦТ «мкр. №1»
ИТОГО по СЦТ «мкр. №1»			—	—	174,7	—	—	—	0,067	—
2.1	блок ж/д	с. Кунашак, ул. Ленина 76	213,4	1	74,0	3	—	—	0,0284	СЦТ «мкр. №2»
2.2	блок ж/д	с. Кунашак, ул. Победы 21	26,4	1	9,2	1	—	—	0,0035	СЦТ «мкр. №2»
2.3	ИЖД	с. Кунашак, ул. Победы 25	78,9	1	27,4	4	—	—	0,0105	СЦТ «мкр. №2»
ИТОГО по СЦТ «мкр. №2»			—	—	110,5	—	—	—	0,042	—
3.1	блок.ЖД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная,12-1	19,6	1	6,7	—	—	—	0,0026	СЦТ «жд ст. Муслюмово»
3.2	блок.ЖД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная,12-2	45,9	1	15,7	—	—	—	0,0060	СЦТ «жд ст. Муслюмово»
3.3	блок.ЖД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная,14-1	41,8	1	14,3	—	—	—	0,0055	СЦТ «жд ст. Муслюмово»
3.4	блок.ЖД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная,14-2	19,6	1	6,7	—	—	—	0,0026	СЦТ «жд ст. Муслюмово»
ИТОГО по СЦТ «жд ст. Муслюмово»			126,9	—	43,4	—	—	—	0,017	—

Часть 7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального округа.

Балансы производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального округа приведены в таблицах 1-8 и 13. Балансы теплоносителя в каждой из систем теплоснабжения муниципального округа приведены в таблицах 14-24.

Балансы составлены с учётом проектов (мероприятий), предусмотренных Главами 7 и 8, а также с учётом отключения ветхого жилищного фонда и перевода объектов индивидуального жилищного фонда и одноэтажной блокированной застройки на децентрализованное теплоснабжение (см. таблицу 26).

Часть 7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.

В понятие возобновляемые источники энергии (ВИЭ) включаются следующие формы энергии: солнечная, геотермальная, ветровая, энергия морских волн, течений, приливов и океана, энергия биомассы, гидроэнергия, низкопотенциальная тепловая энергия и другие "новые" виды возобновляемой энергии.

Принято условно разделять ВИЭ на две группы:

- традиционные: гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии ГЭС мощностью более 30 МВт; энергия биомассы, используемая для получения тепла традиционными способами сжигания (дрова, торф и некоторые другие виды печного топлива); геотермальная энергия.
- нетрадиционные (НВИЭ): солнечная, ветровая, энергия морских волн, течений, приливов и океана, гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии малыми и микроГЭС, энергия биомассы, не используемая для получения тепла традиционными методами, низкопотенциальная тепловая энергия и другие "новые" виды возобновляемой энергии.

В соответствии с энергетической стратегией России на период до 2035 года: «Перспективной областью применения НВИЭ в России являются изолированные и удаленные энергорайоны, а также резервирование системы электроснабжения особо ответственных потребителей (повышенной категории надежности). Ввод новых генерирующих мощностей, функционирующих на основе НВИЭ, при условии их экономической эффективности».

ВИЭ в той или мере присутствуют повсюду, в том числе и на территории Кунашакского МО, такие как: энергия биомассы (торф, дрова, отходы сельскохозяйственной деятельности), энергия солнца, энергия ветра, энергия течения рек, геотермальная энергия. К местным видам топлива на территории Кунашакского МО можно отнести дрова, отходы деревообрабатывающей промышленности и топливные брикеты (пеллеты), производимые из них.

По состоянию на 2025 год на территории Кунашакского МО источники тепловой энергии с использованием ВИЭ, а также местных видов топлива отсутствуют, за исключением печного отопления с использованием дров.

Проекты ввода новых источников тепловой энергии централизованного теплоснабжения с использованием ВИЭ на перспективу до 2035 года нецелесообразно по следующим причинам:

- В Кунашакском МО газифицированы 18 населённых пунктов, где проживает 67% численности населения округа, происходит планомерное развитие газораспределительных систем в газифицированных населённых пунктах. Кроме того, на ближайшую перспективу планируется газифицировать с. Новое Курманово и п. Трудовой.
- Использование отходов деревообрабатывающей промышленности (пеллет) для нужд централизованного теплоснабжения также связано с определёнными рисками (банкротство предприятий-поставщиков пеллет, высокая стоимость производства пеллет).
- Затраты на сооружение нетрадиционных ВИЭ на один-два порядка выше по сравнению со строительством традиционных котелен.

Учитывая, что на территории Кунашакского МО имеются деревообрабатывающие производства и животноводческие фермы, целесообразно создание децентрализованных источников теплоснабжения с использованием ВИЭ и НВИЭ для удовлетворения собственных нужд предприятий. Такие решения принимают собственники предприятий на основании технико-экономических расчетов и исходя из возможностей финансирования подобных проектов.

Значительная часть домохозяйств отапливается с использованием очаговых печей, что формирует спрос на местные виды топлива (дрова, отходы деревообрабатывающей промышленности).

Часть 7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального округа.

На территории Кунашакского МО функционирует две производственные котельные: котельная Кунашакской птицефабрики возле п.жд.ст. Муслумово и котельная производственной площадки ООО «Кнауф Гипс Челябинск» возле д. Карино. Обе котельные находятся на удалении от населённых пунктов и относятся к источникам децентрализованного теплоснабжения.

На перспективу до 2035г. структуру теплоснабжения в производственных зонах Кунашакского МО рекомендуется сохранить без изменений. Решения о необходимости реконструкции и техническом перевооружении котельных принимают их собственники.

Сведения по источникам децентрализованного теплоснабжения, с указанием основных параметров представлены в таблице 10 книги 1.

Часть 7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.

В настоящее время Федеральный закон №190 «О теплоснабжении» ввел понятие «радиус эффективного теплоснабжения» (далее РЭТ). Методика определения РЭТ изложена в приказе Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

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 (источник: Федеральный закон №190 «О теплоснабжении»).

Вопросы с использованием понятия РЭТ чаще всего возникают в следующих случаях:

- При определении фактического (сложившегося) радиуса теплоснабжения в зоне действия источника тепловой мощности и сравнении его с РЭТ путём оценки тарифных

последствий при моделировании отключения удалённых потребителей (обобщённых потребителей).

- При определении возможности расширения зоны действия источника тепловой энергии с целью теплоснабжения новых потребителей, планируемых к строительству вне существующей зоны действия источника путём оценки тарифных последствий.
- При оценке эффектов, возникающих при принятии решения о перераспределении тепловой нагрузки между источниками, с пересекающимися (или вложенными) зонами действия путём оценки тарифных последствий.
- При возникновении альтернативы о теплоснабжении потребителей, планируемых к строительству вне существующей зоны действия источника теплоснабжения – расширять ли существующую зону действия источника тепловой мощности или строить новый источник.

7.15.1 Основные положения и расчётные выражения методики определения РЭТ.

Для определения РЭТ должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле:

$$T_i^{\text{отэ}} = \frac{HBB_i^{\text{отэ}}}{Q}, \text{ руб./Гкал,} \quad (7.15.1)$$

где:

- $HBB_i^{\text{отэ}}$ - необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;
- Q - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал;

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{\text{пер}} = \frac{HBB_i^{\text{пер}}}{Q^c}, \text{ руб./Гкал,} \quad (7.15.2)$$

где:

- $HBB_i^{\text{пер}}$ - необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

- Q^c - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{кп} = T_i^{отэ} + T_i^{пер} = \frac{НВВ_i^{отэ}}{Q} + \frac{НВВ_i^{пер}}{Q^c}, \text{ руб./Гкал.} \quad (7.15.3)$$

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{кп,нп} = \frac{НВВ_i^{отэ} + \Delta НВВ_i^{отэ}}{Q + \Delta Q^{нп}} + \frac{НВВ_i^{пер} + \Delta НВВ_i^{пер}}{Q^c + \Delta Q^{снп}}, \text{ руб./Гкал;} \quad (7.15.4)$$

$\Delta НВВ_i^{отэ}$ - дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

$\Delta Q^{нп}$ - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал;

$\Delta НВВ_i^{пер}$ - дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$\Delta Q^{снп}$ - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения

тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{кп,нп}$, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения

исполнителя $T_i^{кп}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в

системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{кп,нп}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{кп}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя - целесообразно.

Подробно методика определения РЭТ изложена в приложении 40 Приказа Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Расчёт радиуса эффективного теплоснабжения (РЭТ) осуществляется на основе тарифно-балансовой модели теплоснабжения потребителей (ТБМ) с применением вычислительных средств «Microsoft Excel» и использованием электронной модели (ЭМ) системы теплоснабжения Кунашакского МО. Описание ТБМ представлено в Главе 14.

Оценка тарифа на тепловую энергию (тарифные последствия) при отключении от СЦТ ИЖД, одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов должна выполняться с использованием смет расходов для расчёта тарифов на 2025г.

7.15.2 Моделирование отключения от СЦТ «мкр. №1» объектов в с. Кунашак по улицам Свердлова, Пионерская и пер. Больничный.

Параметры отключаемых от СЦТ «мкр. №1» объектов в с. Кунашак по улицам Свердлова, Пионерская и пер. Больничный и соответствующих участков тепловой сети представлены в таблице 27. Фрагмент схемы сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. №1» демонстрирующий предлагаемые к отключению объекты представлен на рис. 6.

Таблица 27 Параметры отключаемых от СЦТ «мкр. №1» в с. Кунашак по улицам Свердлова, Пионерская и пер. Больничный и соответствующих участков тепловой сети.

№пп	Параметры	ед.изм.	Значение
Предлагаемые к отключению от СЦТ объекты в с. Кунашак: ул. Больничная 8А; переулок Больничный 8, 4 и 4.А; ул. Пионерская СТО.			
1	Отключаемый полезный отпуск тепловой энергии	Гкал/год	286
1.1	отопление и вентиляция	Гкал/год	286
1.2	горячее водоснабжение	Гкал/год	0
2	Участки тепловой сети, который выводятся из эксплуатации	--	от ТК24 к отключаемым потребителям
2.1	протяжённость в двухтрубном исчислении	м	476
2.2	материальная характеристика	м.кв.	96
3	Нормативные потери тепловой энергии через отключаемый участок теплосети	Гкал/год	88

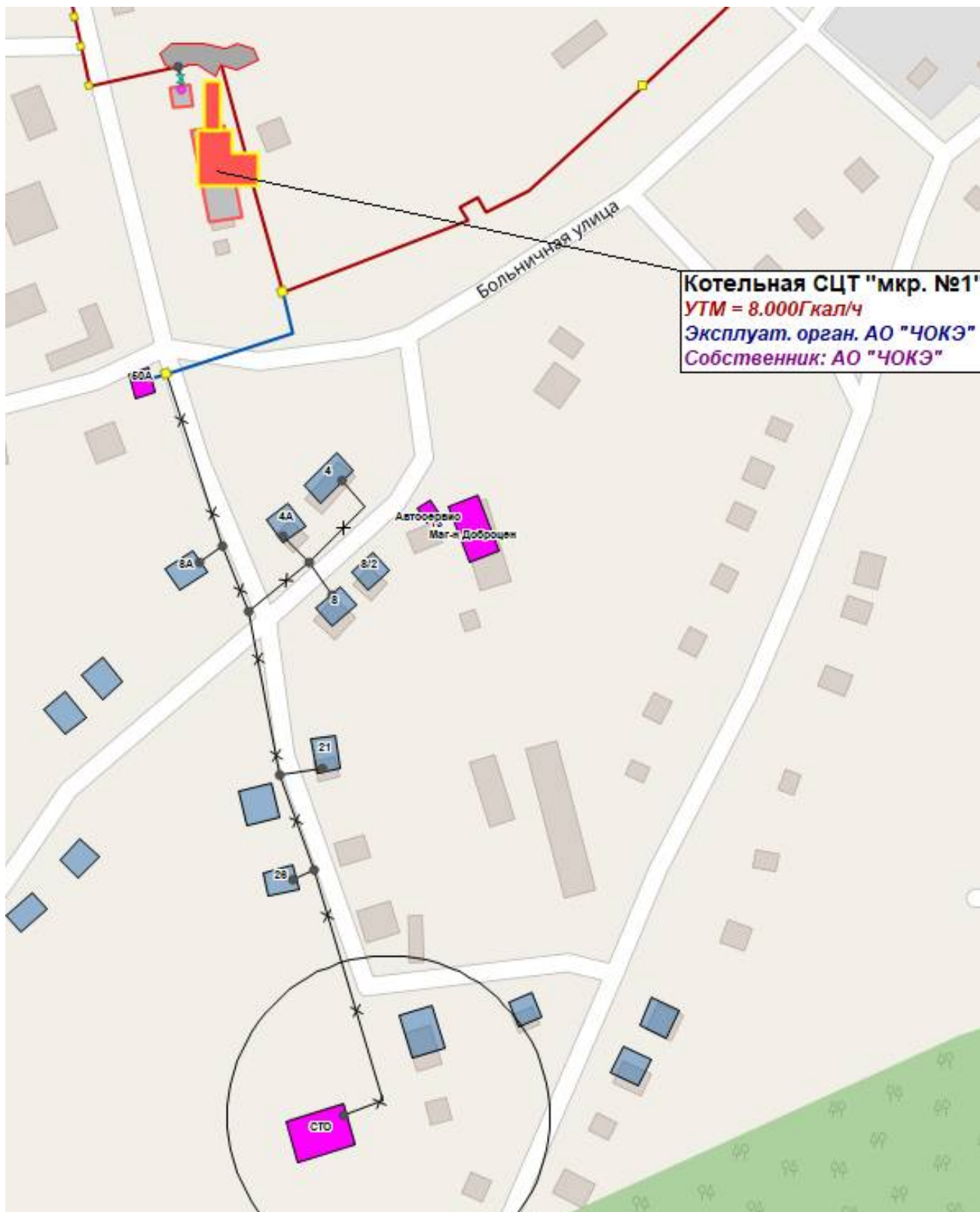


Рисунок 6 Отключение от СЦТ «мкр. №1» объектов в с. Кунашак по улицам Свердлова, Пионерская и пер. Больничный.

Моделирование тарифа на тепловую энергию при отключении от СЦТ «мкр. №1» объектов в с. Кунашак по улицам Свердлова, Пионерская и пер. Больничный не выполнялось по причине отсутствия данных для расчёта - сметы расходов для расчёта тарифов на тепловую энергию на 2025г., поставляемую абонентам АО «Челябоблкоммунэнерго». При очередной актуализации схемы теплоснабжения рекомендуется определить РЭТ с использованием соответствующих данных.

7.15.3 Моделирование отключения от СЦТ «мкр. №2» ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов в с. Кунашак по ул. Ленина, 76; ул. Победы, 21 и ул. Победы, 25.

Параметры отключаемых от СЦТ «мкр. №2» ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов в с. Кунашак по ул. Ленина, 76; ул. Победы, 21; ул. Победы, 25 и соответствующих участков тепловой сети представлены в таблице 28. Фрагмент схемы сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. №2» демонстрирующий предлагаемые к отключению объекты представлен на рис. 7.

Таблица 28 Параметры отключаемых от СЦТ «мкр. №2» ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов в с. Кунашак по ул. Ленина, 76; ул. Победы, 21; ул. Победы, 25 и соответствующих участков тепловой сети.

№пп	Параметры	ед.изм.	Значение
Предлагаемые к отключению от СЦТ объекты в с. Кунашак: ул. Ленина, 76, ул. Победы, 21 и ул. Победы, 25.			
1	Отключаемый полезный отпуск тепловой энергии	Гкал/год	110
1.1	отопление и вентиляция	Гкал/год	110
1.2	горячее водоснабжение	Гкал/год	0
2	Участки тепловой сети, который выводятся из эксплуатации	--	1-ый: ТК4 - ТК5 - Ленина, 78; 2-ой: от ТК22-ТК26 и врезки.
2.1	протяжённость в двухтрубном исчислении	м	190
2.2	материальная характеристика	м.кв.	25
3	Нормативные потери тепловой энергии через отключаемый участок теплосети	Гкал/год	31

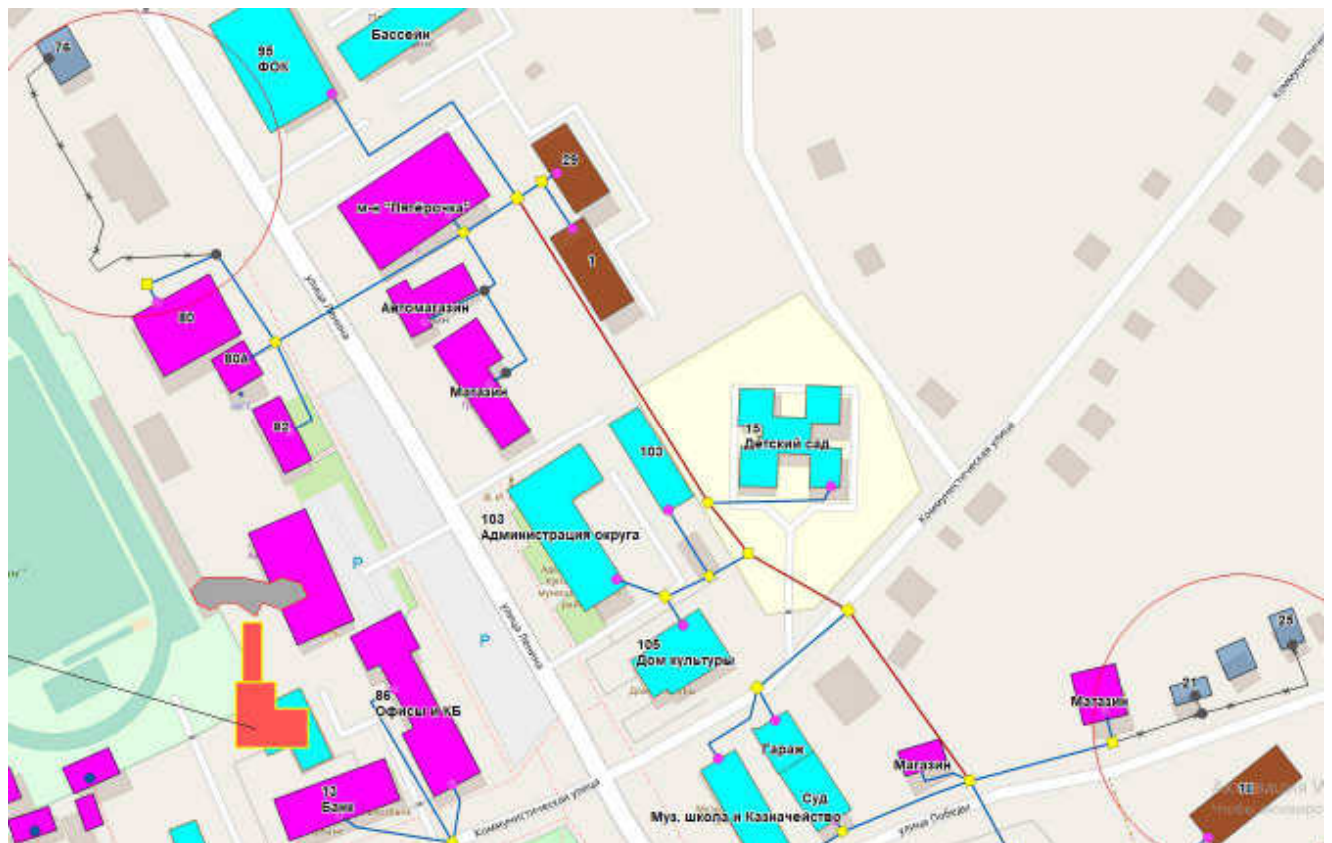


Рисунок 7 Отключение от СЦТ «мкр. №2» ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов в с. Кунашак по ул. Ленина, 76; ул. Победы, 21 и ул. Победы, 25.

Моделирование тарифа на тепловую энергию при отключении от СЦТ «мкр. №2» объектов в с. Кунашак по ул. Ленина, 76; ул. Победы, 21 и ул. Победы, 25 не выполнялось по причине отсутствия данных для расчёта - сметы расходов для расчёта тарифов на тепловую энергию на 2025г., поставляемую абонентам АО «Челябоблкоммунэнерго». При очередной актуализации схемы теплоснабжения рекомендуется определить РЭТ с использованием соответствующих данных.

Ожидается, что перевод на децентрализованное теплоснабжение ИЖД, одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов может дать снижение тарифа на тепловую энергию не только за счет снижения расходов на топливо на технологические цели (природный газ), но и за счёт снижения удельных расходов на приобретаемые иные энергетические ресурсы, операционные и неподконтрольные расходы.

Часть 7.16 Описание мероприятий на источниках тепловой энергии, необходимость реализации которых рассматривается на этапе разработки проектной документации по строительству источников тепловой энергии в целях обеспечения живучести источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом.

Разработка проектной документации по строительству источников тепловой энергии должна осуществляться в соответствии с требованиями действующего законодательства Российской Федерации. Проектные решения по строительству источников тепловой энергии необходимо разрабатывать с учётом наилучших доступных технологий в соответствии действующими на территории Российской Федерации нормативно-правовым актам.

В целях обеспечения живучести источника тепловой энергии, тепловых сетей и СЦТ «Новобурино» в целом при проектировании и строительстве газовой блочно-модульной котельной с. Новобурино рекомендуется предусмотреть следующие мероприятия:

- установка трёх котлов (трёхкотловая схема);
- резервное (аварийное) топливо и оборудование для его использования (горелка и т.д.);
- два независимых ввода электроснабжения (или вместо второго ввода - автономный источник электроснабжения;
- два независимых ввода водоснабжения (или вместо второго ввода – скважину) и запас воды.

Часть 7.17 Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ,

выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района).

Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии, не выполнялось.

Часть 7.18 Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.

В соответствии с п. 4.12 в [15] (СП 89.13330.2012 «Котельные установки») расчетную тепловую мощность котельной определяют как сумму максимальных часовых нагрузок тепловой энергии на отопление, вентиляцию и кондиционирование, средних часовых нагрузок тепловой энергии на горячее водоснабжение и нагрузок тепловой энергии на технологические цели. При определении расчетной мощности котельной следует учитывать также нагрузки тепловой энергии на собственные нужды котельной, потери в котельной и в тепловых сетях системы теплоснабжения.

В соответствии с п. 4.12 в [15]:

Число и производительность котлов, установленных в котельной, следует выбирать, обеспечивая:

- расчетную мощность котельной согласно п. 4.12;
- стабильную работу котлов при минимально допустимой нагрузке в теплый период года.

При выходе из строя наибольшего по производительности котла в котельных первой категории оставшиеся котлы должны обеспечивать отпуск тепловой энергии потребителям первой категории в количестве, определяемом: минимально допустимыми нагрузками (независимо от температуры наружного воздуха) - на технологическое теплopotребление и системы вентиляции; режимом наиболее холодного месяца - на отопление и горячее водоснабжение.

При выходе из строя одного котла независимо от категории котельной количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям второй и третьей категорий, следует обеспечивать в размерах не менее 88% (значение соответствует расчётной температуре наружного воздуха минус 36 наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92).

В котельных следует предусматривать установку не менее двух котлов. Число котлов, устанавливаемых в котельных, и их производительность, следует определять по расчетной максимальной и минимальной мощности на основании технико-экономических расчетов.

На перспективу до 2035г. существенный прирост тепловых нагрузок ожидается в зонах действия СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслюмово». Основные параметры подключаемых к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» перспективных объектов приведены в таблице 9. Увеличение мощности существующих котельных СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» для покрытия перспективной тепловой нагрузки не требуется.

Часть 7.19 Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

На территории Кунашакского МО источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.20 Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке.

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей на перспективу до 2035г. подробно рассмотрены в главе 4.

По состоянию на 2025г. дефицит тепловой мощности «нетто» имеется только на котельной СЦТ «Лесной», на остальных котельных СЦТ дефицит тепловой мощности «нетто» отсутствует.

Мероприятия схемы теплоснабжения, в том числе, направлены на устранение дефицита тепловой мощности «нетто» на котельной СЦТ «Лесной».

Часть 7.21 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

Единственным видом топлива, определяемым по совокупности всех СЦТ на территории Кунашакского МО, является природный газ (ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения»).

Ожидается, что до 2035г. все котельные СЦТ на территории Кунашакского МО в качестве основного топлива будут использовать природный газ. Перспективные топливные балансы подробно рассмотрены в Главе 10.

Часть 7.22 Основные предложения по развитию систем теплоснабжения.

Предложения по развитию системы теплоснабжения Кунашакского МО приведены в таблице 12.

Предложения по перспективной величине УТМ котельных СЦТ Кунашакского МО с рекомендованными сроками изменения мощности на основании данных таблиц 1-10 представлены в таблице 13.

При строительстве газовых котельных в качестве аварийного (резервного) топлива рекомендуется предусмотреть дизельное топливо.

При строительстве, реконструкции и техническом перевооружении котельных рекомендуется использовать скоростные тонкостенные теплообменные аппараты интенсифицированные (ТТАИ).

Преимущества теплообменных аппаратов типа ТТАИ:

- сниженное гидравлическое сопротивление;
- теплообменные трубки и корпус изготавливаются из нержавеющей стали или титана корпус изготавливается из специальных тонкостенных труб;
- наличие эффекта самоочистки;
- трубный пучок теплообменников кожухотрубных извлекается из корпуса;
- экономия производственных площадей;
- меньшая стоимость на стадии приобретения и существенно меньшая стоимость на стадии эксплуатации;
- возможность размещения аппаратов в затесненных помещениях.

Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку, предусмотренную генеральным планом, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии отсутствуют.

Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих существующую и перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах

действия источников тепловой энергии и с целью повышения надёжности и эффективности работы систем теплоснабжения представлены в таблице 29 (проекты группы «А»).

Перечень источников тепловой энергии, которые рекомендуется сохранить на долгосрочную перспективу и использовать как источники (системы) централизованного теплоснабжения приведён в таблице 13.

Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно подробно рассмотрены в части 7.10.

Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии на данном этапе отсутствуют.

Предложения по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению существующих источников тепловой энергии с целью повышения надёжности и эффективности работы систем теплоснабжения (проекты группы «Б») представлены в таблице 30.

Предложения по существующим котельным, которые рекомендуется сохранить как источники (системы) децентрализованного теплоснабжения отсутствуют.

После реализации предложений, предусмотренных схемой теплоснабжения границы зоны действия СЦТ в с. Кунашак и п.ж.д.ст. Муслюмово, изменятся и будут иметь вид как это показано на рисунках 8 и 9, соответственно. Ожидается, что трансформация зон действия СЦТ в с. Кунашак и п.ж.д.ст. Муслюмово будет происходить при реализации следующих мероприятий:

- подключение объектов нового капитального строительства (МКД в п. Муслюмово ж.д.ст., ул. Вокзальная; МКД в с. Кунашак по ул. Октябрьская, 11А и Ледовой арены в с. Кунашак;
- отключение от СЦТ «мкр. №2» и СЦТ «мкр. Совхозный» аварийного жилого фонда;
- перевод ИЖД, одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов на децентрализованное теплоснабжение.

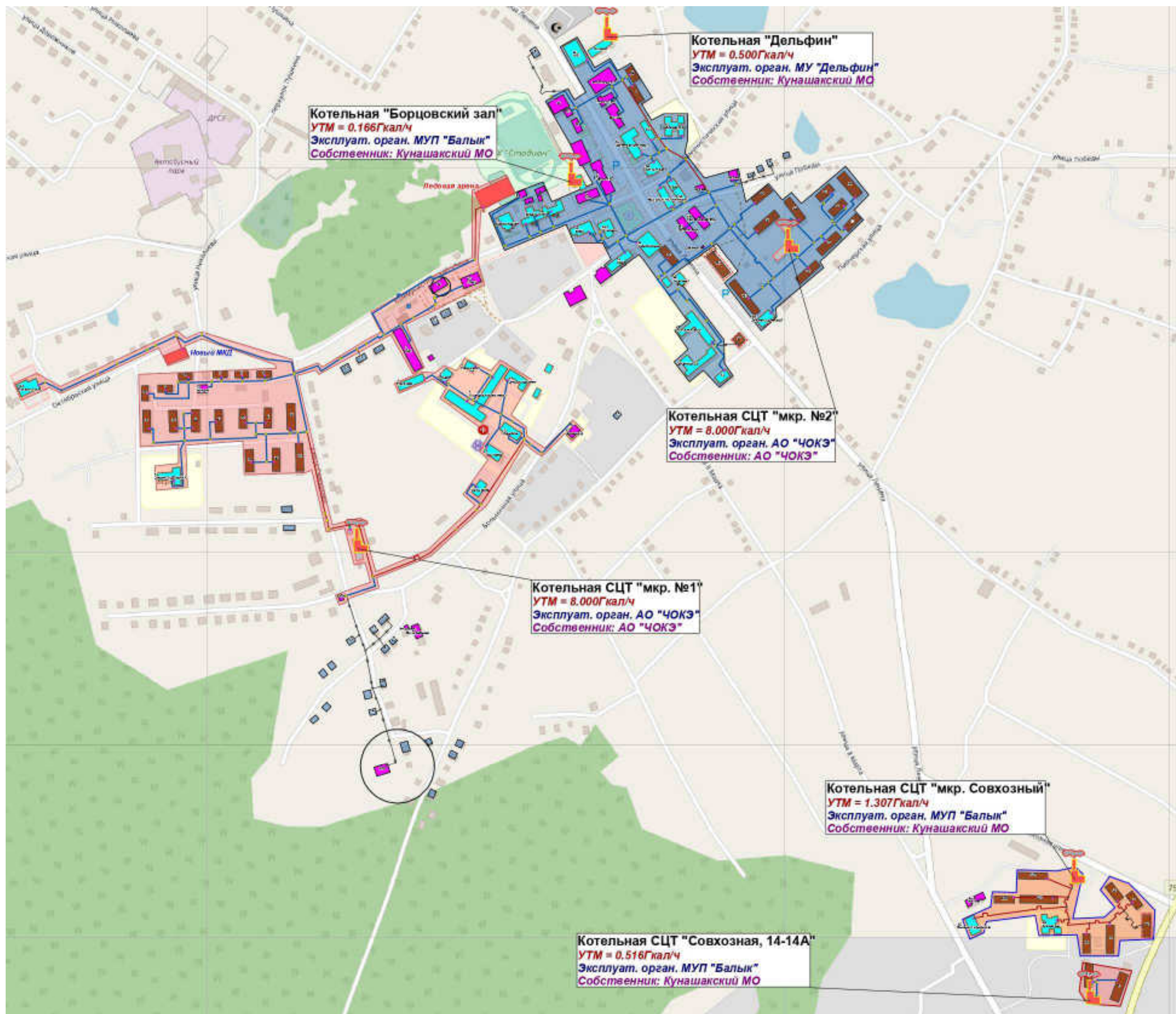


Рисунок 8 Перспективные зоны действия СЦТ в с. Кунашак.

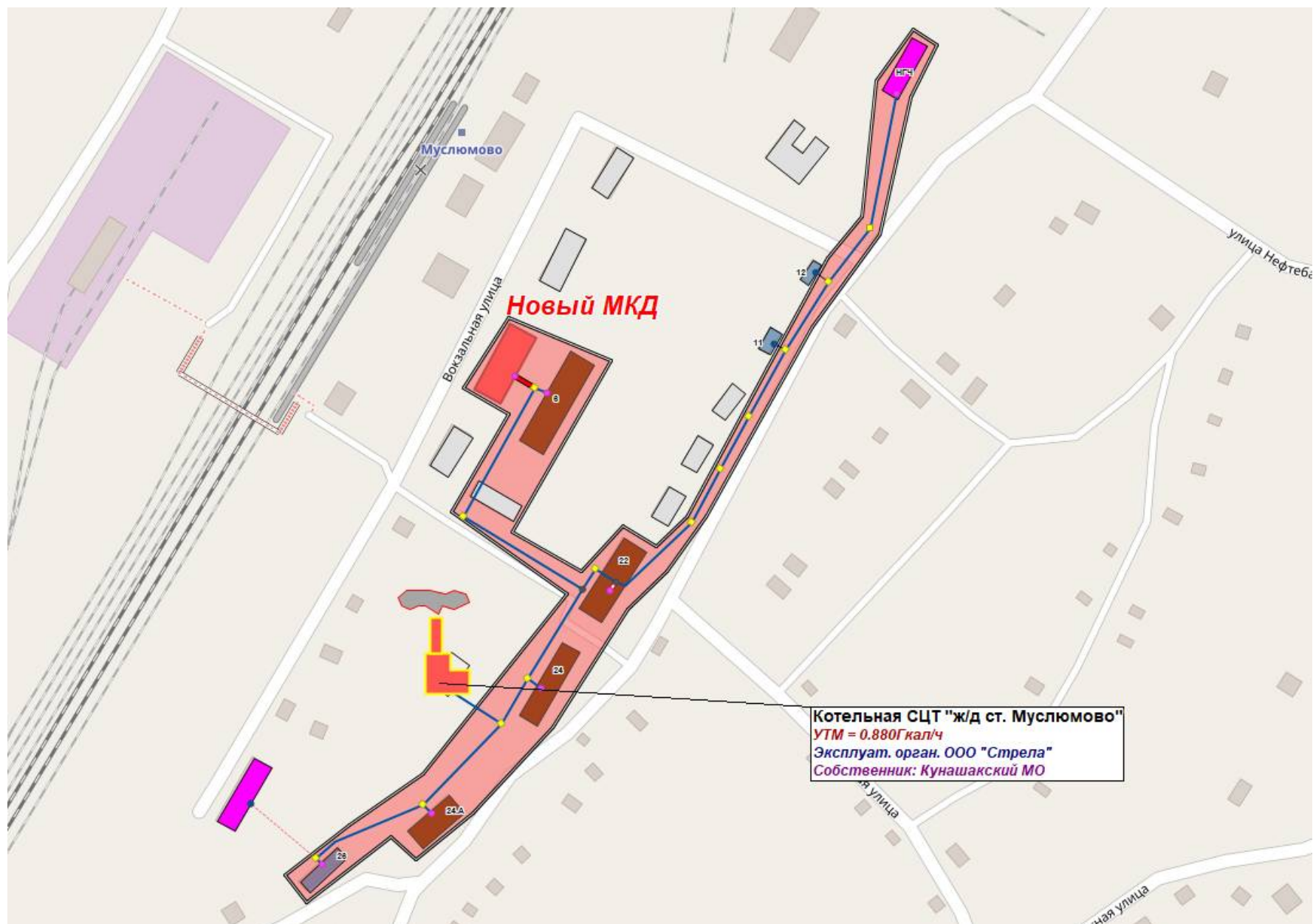


Рисунок 9 Перспективная зона действия СЦТ «ж/д ст. Муслимово».

Таблица 29 Перечень проектов по строительству источников тепловой энергии.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Краткое описание проекта (мероприятия)	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2026г., тыс. руб (без НДС)	Коэффициент перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Челябинской области	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2026г), млн.руб (без НДС)	Рекомендуемый источник инвестиций	Срок реализации	Описания эффекта	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2026г)	
				описание измерителя	значение	ед.изм.								Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта, руб./Гкал
002-01-01-001	A1	Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области.	Рекомендуется установка блочной роботизированной газовой котельной. Основное оборудование - четыре жаротрубных котла; тепловая схема - независимая, с установкой водоводяных теплообменников (например - ТТАИ).	УТМ	6,00	МВт	НСЦ 81-02-19-2026 (интерполяция расценок 19-02-001-04 и 19-02-001-05)	8500,20	0,88	44,88	бюджетные средства	2027-2028	Повышение надёжности, качества и энергоэффективности теплоснабжения существующих потребителей.	2,0	180
002-01-01-002	A2	Строительство автоматической блочно-модульной котельной по адресу: с. Кунашак, ул. Рыбозаводская, 1	Рекомендуется установка автоматической блочной роботизированной газовой котельной.	УТМ	0,40	МВт	НСЦ 81-02-19-2026 (интерполяция расценок 19-02-001-01 и 19-02-001-02)	21765,36	0,88	7,66	внебюджетные средства	2029-2031	Повышение надёжности, качества и энергоэффективности теплоснабжения существующих потребителей.	2,0	350

Таблица 30 Предложения по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению существующих источников тепловой энергии.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Краткое описание проекта (мероприятия)	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2026г, млн.руб (без НДС)	Рекомендуемый источник инвестиций	Срок реализации	Описания эффекта	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2026г)	
				описание измерителя	ед. изм.	значение						Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта, руб./Гкал
002-01-04-01	Б1	Модернизация котельной в п. Лесной с увеличением мощности до 2,0 МВт.	Рекомендуется замена четырёх существующих котлов на котлы RS-A500.	мощность	МВт	2,00	мониторинг рыночных цен	1,50	бюджетные средства	2026	Повышение надёжности и энергоэффективности теплоснабжения. Снижение издержек.	0,0	100
003-01-03-01	Б2	Замена автоматики в котельной п. Муслюмово ж.д. ст.	Мероприятие предусмотрено Инвестиционной программой по модернизации системы теплоснабжения пос. Муслюмово ж-д. ст. Кунашакского муниципального района Челябинской области.	котельная	ед.	1	локальный сметный расчёт	0,82	бюджетные средства (плата концедента) и средства ТСО (амортизационные отчисления)	2027	Повышение надежности теплоснабжения	0,0	100

Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей.

Часть 8.1 Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).

Реконструкция и (или) модернизация, а также строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, на данном этапе не требуется, так как зоны дефицита тепловой мощности отсутствуют.

Часть 8.2 Предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах муниципального округа.

Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (*подключение объектов нового капитального строительства (МКД в п. Муслумово ж.д.ст., ул. Вокзальная; МКД в с. Кунашак по ул. Октябрьская, 11А и Ледовой арены в с. Кунашак)*) представлены в таблице 31 (проекты группы «Г»). Приблизительная топология перспективных сетей теплоснабжения представлена на рисунках 1 и 3 (прим.: новые участки выделены красными линиями).

Часть 8.3 Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения на данном этапе не требуется.

Часть 8.4 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.

На территории Кунашакского МО источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют. В существующих СЦТ Кунашакского МО функционируют по одному источнику тепловой энергии. Перевод котельных в пиковый режим работы не требуется.

Техническое состояние сетей теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО№001: АО «Челябоблкоммунэнерго» оценивается как удовлетворительное. Износ теплосетей в зоне деятельности ЕТО№001: АО «Челябоблкоммунэнерго» по состоянию на 2025 года оценивается на уровне 40%.

Таблица 31 Перечень мероприятий по строительству сетей теплоснабжения.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Краткое описание проекта (мероприятия)	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2026г., тыс. руб	Коэффициент перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Челябинской области	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2026г, млн.руб (без НДС)	Рекомендуемый источник инвестиций	Срок реализации	Описания эффекта
				описание измерителя	ед. изм.	значение							
001-02-01-001	Г1	Строительство участка сети теплоснабжения для подключения перспективного МКД по адресу: с. Кунашак, ул. Октябрьская, 11А.	Двухтрубная сеть теплоснабжения с использованием труб Ду80 в ППУ(ППМ) изоляции. Подключение от ТК54. Наглядное пояснение на рис. 1.	протяжённость участка в 2-х трубном исчислении	км	0,06	справочник НСЦ 81-02-13-2026, расценка 13-03-004-05	1311,11	0,93	0,73	бюджетные средства	2027	Подключение нового объекта к системе централизованного теплоснабжения
003-02-01-001	Г2	Строительство участка сети теплоснабжения для подключения перспективного МКД по адресу: п. Муслюмово ж.д.ст., ул. Вокзальная	Двухтрубная сеть теплоснабжения с использованием труб Ду80 в ППУ(ППМ) изоляции. Подключение от ТК7. Наглядное пояснение на рис. 1.	протяжённость участка в 2-х трубном исчислении	км	0,06	справочник НСЦ 81-02-13-2026, расценка 13-03-004-05	1311,11	0,93	0,73	бюджетные средства	2029-2031	Подключение нового объекта к системе централизованного теплоснабжения
001-02-01-002	Г3	Строительство участка сети теплоснабжения для подключения Ледовой Арены в с. Кунашак, стадион "Кунашакский".	Двухтрубная сеть теплоснабжения с использованием труб Ду100 в ППУ(ППМ) изоляции. Подключение от ТК11. Наглядное пояснение на рис. 1.	протяжённость участка в 2-х трубном исчислении	км	0,10	справочник НСЦ 81-02-13-2026, расценка 13-03-004-07	1462,35	0,93	1,36	бюджетные средства	2026	Подключение нового объекта к системе централизованного теплоснабжения

Техническое состояние сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. Совхозный», СЦТ «Лесной» и СЦТ «Совхозная, 14-14А» в зоне деятельности ЕТО№002: МУП «Балык» оценивается как удовлетворительное. Износ теплосетей СЦТ «Новобурино» оценивается на уровне 100%. В целом по состоянию на 2025 года в зоне деятельности ЕТО№002: МУП «Балык» износ теплосетей оценивается на уровне 77-78%.

Техническое состояние сетей теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО№003: ООО «Стрела» оценивается как удовлетворительное. Износ теплосетей в зоне деятельности ЕТО№003: ООО «Стрела» по состоянию на 2025 года оценивается на уровне 34%.

Результаты поверочного гидравлического расчёта и основные выводы для существующих сетей теплоснабжения приведены в части 3.12 главы 3 книги 1. Пьезометрические графики приведены на рисунках 15-31 книги 1. Диаметры отдельных участков тепловой сети не являются оптимальными, что приводит к сокращению срока службы теплосетей и снижению энергоэффективности процесса транспортировки тепловой энергии до потребителей. В таблице 104 главы 3 книги 1 синим цветом выделены те участки, скорость движения теплоносителя через которые менее 0,5 м/с, а красным – участки, скорость движения теплоносителя через которые выше 1,9 м/с.

Уменьшение диаметра труб ведёт к увеличению затрат электроэнергии на транспортировку теплоносителя, а капитальные затраты и тепловые потери снижаются. Увеличение диаметра труб ведёт к увеличению капитальных затрат и тепловых потерь, но при этом снижаются затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя. Кроме того, при движении теплоносителя со скоростями, менее чем 0,3 м/с кратно ускоряются процессы коррозии в верхней части трубопроводов теплосети из-за образования пузырьков газа. Оптимальная скорость теплоносителя в трубах зависит от внутреннего диаметра трубы и варьируется в пределах от 1,1 до 1,9 м/с.

Для уточнения параметров трубопроводов для замены необходимо уточнить фактические тепловые нагрузки потребителей, откалибровать электронную модель системы теплоснабжения и повторно выполнить теплогидравлические расчёты. После реконструкции теплосетей и наладки гидравлического режима теплосетей может потребоваться изменение располагаемого напора на выходе котельной и корректировка температурного графика. В основу проектно-сметной документации на замену теплосетей должны быть заложены соответствующие гидравлические расчёты в «откалиброванной» ЭМ системы теплоснабжения с учётом реальных тепловых нагрузок.

Перечень участков тепловых сетей СЦТ «Новобурино», подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса, повышения эффективности функционирования и для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения представлен в таблице 33.

Рекомендуемые диаметры трубопроводов при замене теплосетей в СЦТ «Новобурино» наглядно представлены на рис. 10.

Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса, повышения эффективности функционирования СЦТ и для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения представлены в таблице 32 (проекты группы «В»).

Таблица 32 Перечень проектов по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, повышения эффективности и надёжности функционирования систем централизованного теплоснабжения.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Краткое описание проекта (мероприятия)	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2026г), млн.руб (без НДС)	Источник инвестиций	Срок реализации	Описания эффекта	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2026)	
				описание измерителя	ед. изм.	значение						Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта, руб./Гкал
002-02-03-01	B1	Модернизация, ремонт и реконструкция сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино" в с. Новобурино	Двухтрубная сеть теплоснабжения с использованием труб в ППУ(ППМ) изоляции.	протяжённость в двухтрубном исчислении	км	3,42	справочник НСЦ 81-02-13-2026 (см. расчётную таблицу 28)	58,4	бюджетные средства и инвестиционная надбавка к тарифу	2027-2035	Повышение надёжности и качества теплоснабжения. Снижение сетевых теплопотерь. Экономия ТЭР.	0	120
003-02-03-01	B2	Реконструкция тепловой сети от центра ВОП п. Муслюмово ж.д.ст. до МБУ "Нептун".	Мероприятие предусмотрено Инвестиционной программой по модернизации системы теплоснабжения пос. Муслюмово ж-д. ст. Кунашакского муниципального района Челябинской области.	протяжённость в двухтрубном исчислении	км	0,03	данные из Инвестиционной программы по модернизации системы теплоснабжени ...	0,2	бюджетные средства (плата концедента) и средства ТСО (амортизационные отчисления)	2027	Повышение надёжности и качества теплоснабжения. Снижение сетевых теплопотерь. Экономия ТЭР.	0	нет данных

Таблица 33 Перечень участков тепловых сетей СЦТ «Новобурино», подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, повышения эффективности функционирования и для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения.

№пп	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Вид работы на участке тепловой сети	Протяжён- ность в двух- трубном исчислении, м	Рекомендации при замене			Расчёт стоимости (без НДС)			
					Внутренний диаметр трубы, мм	Вид прокладки сети	Теплоизоляция	Расценка (код показателя в НСЦ)	Величина расценки, тыс.руб.	Измеритель	Стоимость с учётом коэфф. перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Челябинской области, тыс. руб
1	СЦТ "Новобурино"										
1.1	TK11-2	Центральная 2	замена по причине износа	5	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	59,8
1.2	y8	Комсомольская 6А	замена по причине износа	5	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	50,4
1.3	y8	TK121	замена по причине износа	9	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	101,5
1.4	TK121	TK120	замена по причине износа	30	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	327,4
1.5	TK120	y2	замена по причине износа	9	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	97,4
1.6	y2	Комсомольская 8А	замена по причине износа	5	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	46,4
1.7	y2	TK119	увеличение диаметра	21	100	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-07	1462,35	0,1км	278,8
1.8	TK119	TK118	увеличение диаметра	90	100	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-07	1462,35	0,1км	1217,6
1.9	TK118	Комсомольская 8	замена по причине износа	16	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	160,0
1.10	TK118	TK117	увеличение диаметра	41	100	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-07	1462,35	0,1км	557,5
1.11	TK117	TK116	замена по причине износа	30	120	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-09	1944,24	0,1км	537,7
1.12	TK116	Комсомольская 10	замена по причине износа	15	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	165,2
1.13	TK117	TK124	замена по причине износа	63	120	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-09	1944,24	0,1км	1130,1
1.14	TK124	y4	замена по причине износа	23	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	257,4
1.15	y4	Комсомольская 6	замена по причине износа	5	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	54,0
1.16	y4	TK26	замена по причине износа	88	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	964,5
1.17	TK26	Комсомольская 4А	замена по причине износа	17	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	167,0
1.18	TK124	TK128	замена по причине износа	90	120	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-09	1944,24	0,1км	1628,4
1.19	TK128	TK129	замена по причине износа	24	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	258,8

№пп	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Вид работы на участке тепловой сети	Протяжён-ность в двух-трубном исчислении, м	Рекомендации при замене			Расчёт стоимости (без НДС)			
					Внутренний диаметр трубы, мм	Вид прокладки сети	Теплоизоляция	Расценка (код показателя в НСЦ)	Величина расценки, тыс.руб.	Измеритель	Стоимость с учётом коэфф. перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Челябинской области, тыс. руб
1.20	TK129	Комсомольская 4	замена по причине износа	10	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	97,6
1.21	TK129	Комсомольская 2А	замена по причине износа	34	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	334,7
1.22	TK128	TK131	увеличение диаметра	26	150	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-11	2191,05	0,1км	521,0
1.23	TK131	Дворец культуры	замена по причине износа	40	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	397,5
1.24	TK131	TK30	увеличение диаметра	105	150	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-11	2191,05	0,1км	2148,1
1.25	TK30	TK23	замена по причине износа	9	200	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-13	3527,96	0,1км	284,8
1.26	TK30	TK31	увеличение диаметра	47	150	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-11	2191,05	0,1км	956,1
1.27	TK31	Комсомольская 5	замена по причине износа	22	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	245,7
1.28	TK31	TK32	увеличение диаметра	69	150	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-11	2191,05	0,1км	1404,4
1.29	TK32	Центральная 3	замена по причине износа	18	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	201,7
1.30	TK32	TK33	уменьшение диаметра	54	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	593,8
1.31	Комсомольская 2Б	TK123	замена по причине износа	5	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	50,0
1.32	TK123	TK122	замена по причине износа	37	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	409,3
1.33	TK122	у8	замена по причине износа	11	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	116,0
1.34	TK32	у7	замена по причине износа	90	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	983,2
1.35	у7	Больница, гл. корпус	замена по причине износа	6	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	56,1
1.36	у7	TK34	замена по причине износа	31	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	337,4
1.37	TK34	Больница, хоз. корпус	замена по причине износа	34	25	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	338,9
1.38	TK34	Больница, прачечная	замена по причине износа	38	25	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	370,0
1.39	TK23	TK24	уменьшение диаметра	49	100	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-07	1462,35	0,1км	666,0
1.40	TK24	Комсомольская 5А	замена по причине износа	7	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	73,4
1.41	TK24	TK25	уменьшение диаметра	37	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	410,5
1.42	TK25	Комсомольская 5Б	замена по причине износа	9	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	86,8
1.43	TK23	TK22	замена по причине износа	38	200	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-13	3527,96	0,1км	1252,4
1.44	TK22	Комсомольская 5В	замена по причине износа	13	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	126,3
1.45	TK22	TK16	замена по причине износа	101	200	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-13	3527,96	0,1км	3314,1
1.46	TK16	TK17	замена по причине износа	12	100	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-07	1462,35	0,1км	163,3
1.47	TK17	Центральная 7	замена по причине износа	8	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	79,6
1.48	TK17	TK18	замена по причине износа	34	100	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-07	1462,35	0,1км	456,5
1.49	TK18	Центральная 7А	замена по причине износа	7	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	70,1
1.50	TK18	Центральная 9А	замена по причине износа	50	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	493,1
1.51	TK18	TK20	замена по причине износа	40	80	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-05	1311,11	0,1км	485,9
1.52	TK20	Центральная 7Б	замена по причине износа	9	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	92,6
1.53	TK20	Детский сад	замена по причине износа	61	80	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-05	1311,11	0,1км	747,0
1.54	TK16	TK11	замена по причине износа	52	250	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-15	4813,93	0,1км	2341,4
1.55	TK11	Центральная 9	замена по причине износа	11	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	103,8
1.56	TK11	у9	замена по причине износа	43	100	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-07	1462,35	0,1км	587,8
1.57	у9	Центральная 137	замена по причине износа	24	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	261,0
1.58	у9	TK11-1	замена по причине износа	26	100	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-07	1462,35	0,1км	355,0
1.59	TK11-1	Центральная 4	замена по причине износа	5	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	59,8
1.60	TK11-1	у3	замена по причине износа	55	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	600,8

№пп	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Вид работы на участке тепловой сети	Протяжён-ность в двух-трубном исчислении, м	Рекомендации при замене			Расчёт стоимости (без НДС)			
					Внутренний диаметр трубы, мм	Вид прокладки сети	Теплоизоляция	Расценка (код показателя в НСЦ)	Величина расценки, тыс.руб.	Измеритель	Стоимость с учётом коэфф. перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Челябинской области, тыс. руб
1.61	у3	Центральная 135	замена по причине износа	23	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	251,7
1.62	у3	ТК11-2	замена по причине износа	23	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	252,8
1.63	ТК33	Центральная 3	замена по причине износа	18	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	196,0
1.64	ТК11-2	Центральная 2А	замена по причине износа	73	70	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-03	1179,78	0,1км	804,5
1.65	ТК11	ТК6	замена по причине износа	97	250	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-15	4813,93	0,1км	4340,9
1.66	ТК6	ТК7	замена по причине износа	12	80	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-05	1311,11	0,1км	146,8
1.67	ТК7	Центральная 11	замена по причине износа	18	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	176,7
1.68	ТК7	ТК8	замена по причине износа	31	80	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-05	1311,11	0,1км	380,2
1.69	ТК8	Центральная 11А	замена по причине износа	16	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	160,0
1.70	ТК8	Центральная 11Б	замена по причине износа	59	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	578,0
1.71	ТК8	ТК9	замена по причине износа	43	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	418,3
1.72	ТК9	Магазин	замена по причине износа	14	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	139,5
1.73	ТК6	ТК3	замена по причине износа	163	250	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-15	4813,93	0,1км	7284,5
1.74	ТК3	Сельская администрация	замена по причине износа	10	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	98,8
1.75	ТК3	Агрофирма (Школьная 1В)	замена по причине износа	25	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	243,2
1.76	ТК3	у1	замена по причине износа	67	250	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	659,7
1.77	ТК2	ТК1	замена по причине износа	12	250	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-15	4813,93	0,1км	548,4
1.78	ТК1	"Новобурино"	замена по причине износа	16	250	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-15	4813,93	0,1км	700,6
1.79	у5	Пекарня	замена по причине износа	8	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	74,3
1.80	у6	ТК51	замена по причине износа	24	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	235,8
1.81	ТК51	Мастерские	замена по причине износа	8	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	75,8
1.82	ТК2	ТК54	уменьшение диаметра	312	100	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-07	1462,35	0,1км	4243,2
1.83	ТК53	Дом престарелых	замена по причине износа	25	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	250,6
1.84	ТК55	ТК56	замена по причине износа	12	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	113,4
1.85	ТК56	Буринская СОШ	замена по причине износа	15	40	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	147,7
1.86	ТК55	Кафе (Спортивная 2)	замена по причине износа	238	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	2341,0
1.87	ТК54	ТК55	замена по причине износа	43	50	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-01	1057,37	0,1км	425,7
1.88	у1	ТК2	замена по причине износа	52	250	подзем.бескан.	ППУ в ПЭ обол.	13-03-004-15	4813,93	0,1км	2330,3
Протяжённость теплосетей в двухтрубном исчислении, рекомендуемых к замене в период с 2026 по 2035гг., км				3,42	Затраты на замену сетей теплоснабжения в ценах 2026г. для Челябинской области (без НДС), млн. руб.						58,4

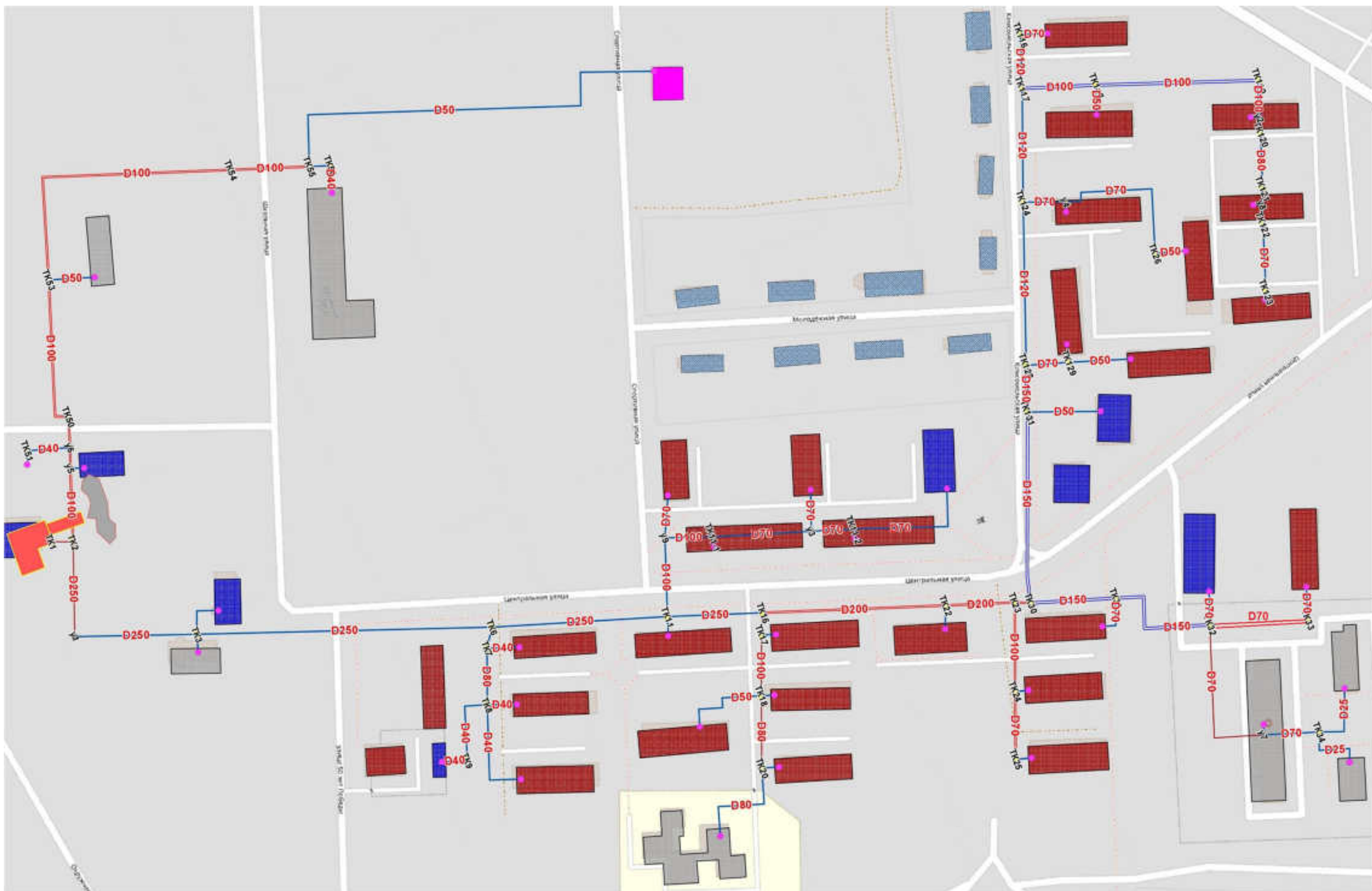


Рисунок 10 Рекомендации по изменению диаметров отдельных участков сетей теплоснабжения в СЦТ «Новобурино».

Часть 8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на данном этапе не предусматривается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет модернизации (замене) трубопроводов со сверхнормативным износом.

Часть 8.6 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки на данном этапе отсутствуют.

Гидравлический расчёт показал, что для подключения нового МКД по адресу: п. Муслумово ж.д.ст., ул. Вокзальная может потребоваться реконструкция участка сети теплоснабжения от ТК12 до 12-1 с увеличением диаметра (см. п. 4.2.2 в части 4.2). При очередной актуализации схемы теплоснабжения рекомендуется уточнить тепловую нагрузку перспективного МКД и повторно выполнить гидравлический расчет передачи теплоносителя.

Часть 8.7 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

Износ теплосетей в зоне деятельности ЕТО№001: АО «Челябоблкоммунэнерго» по состоянию на 2025 года оценивается на уровне 40%.

Износ теплосетей СЦТ «Новобурино» оценивается на уровне 100%. В целом по состоянию на 2025 года в зоне деятельности ЕТО№002: МУП «Балык» износ теплосетей оценивается на уровне 77-78%.

Износ теплосетей в зоне деятельности ЕТО№003: ООО «Стрела» по состоянию на 2025 года оценивается на уровне 34%.

При нормативном сроке службы сетей теплоснабжения – 25 лет, ежегодно необходимо менять не менее 4% от общей материальной характеристики сетей.

При техническом перевооружении (замене), реконструкции и строительства новых трубопроводов рекомендуются к использованию трубы из термостойкого полиэтилена (PE-RT) в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции) в бесканальной прокладке.

Трубы ППУ-изоляции представляют собой трехслойную монолитную конструкцию, которая состоит из трубы из термостойкого полиэтилена (PE-RT), теплоизолирующего слоя из пенополиуретана и защитной оболочки из полиэтилена или оцинкованной стали.

Преимущества трубопроводов в ППУ-изоляции:

- низкое водопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан экологически безопасен;
- долговечность пенополиуретана;
- низкая токсичность;
- пенополиуретан имеет низкий коэффициент теплопроводности. Данный показатель у ППУ равен 0,019 - 0,035 Вт/м·К;
- высокая адгезионная прочность пенополиуретана;
- звукопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан, нанесенные на металлическую поверхность, защищают ее от коррозии;

- ППУ сохраняет тепловую энергию в широком температурном диапазоне от -100° до +140°С.

Важной особенностью трубопроводов с ППУ изоляцией является встроенная электронная система оперативно дистанционного контроля (ОДК) (два сигнальных медных провода, залитых в пенополиуретановую изоляцию трубы, и электронный детектор повреждений), которая позволяет постоянно следить за состоянием (увлажнением) изоляции теплотрассы длиной до 2500 м. При этом место повреждения изоляции трубопровода устанавливается с точностью до одного метра с помощью импульсного рефлектометра.

Перечень участков тепловых сетей СЦТ «Новобурино», подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, повышения эффективности функционирования и для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения представлен в таблице 33.

Рекомендуемые диаметры трубопроводов при замене теплосетей в СЦТ «Новобурино» наглядно представлены на рис. 10.

Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, повышения эффективности функционирования СЦТ и для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения представлены в таблице 32 (проекты группы «В»).

Часть 8.8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций.

Повысительные насосные станции в составе СЦТ Кунашакского МО не предусмотрены. На данном этапе строительство повысительных насосных станций не требуется.

Часть 8.9 Мероприятия на тепловых сетях, необходимость реализации которых рассматривается на этапе разработки проектной документации по строительству тепловых сетей, в том числе при присоединении перспективных потребителей, в целях обеспечения живучести источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом.

Разработка проектной документации по строительству тепловых сетей должна осуществляться в соответствии с требованиями действующего законодательства Российской Федерации. Проектные решения по строительству тепловых сетей необходимо разрабатывать с учётом наилучших доступных технологий в соответствии действующими на территории Российской Федерации нормативно-правовым актам.

Предложения по мероприятиям в целях обеспечения живучести тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом при разработке проектной документации на строительство тепловых сетей для присоединения перспективных потребителей (МКД по ул. Октябрьская, 11А и Ледовой арены в с. Кунашак и МКД в п. Муслумово ж.д.ст., по ул. Вокзальная) отсутствуют.

Часть 8.10 Наладка гидравлического режима теплосетей и иные предложения, направленные на повышение эффективности централизованного теплоснабжения.

8.10.1. Наладка гидравлического режима теплосетей.

По СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» специалистами АО «Челябоблкоммунэнерго» была проведена масштабная работа по наладке гидравлического режима работы тепловых сетей и оптимизации затрат на транспортировку и распределение тепловой энергии.

Гидравлическая балансировка тепловых сетей на остальных СЦТ не осуществлялась. Распределение (дресселирование) потоков теплоносителя на теплосетях практически выполняется с использованием задвижек.

В качестве приоритетных мероприятий для повышения эффективности работы СЦТ Кунашакского МО рекомендуется оптимизация гидравлического режима тепловой сети.

Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии является поддержание внутренней температуры воздуха у потребителей, в течение всего отопительного сезона, согласно установленным санитарным нормам.

Целью наладки (балансировки) системы теплоснабжения является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. Для обеспечения удовлетворительного теплоснабжения конечных потребителей, при отсутствии балансировки тепловой сети, необходимо увеличивать расход теплоносителя, повышать перепад давления в тепловой сети, что приводит к неэффективному использованию ТЭР.

Целью наладочного расчета является определение диаметров дросселирующих устройств (шайб) для гашения избыточного напора и определение участков теплосети подлежащих замене с целью улучшения гидравлического режима. В результате расчета по участкам определяются потери теплоты и напора, скорости движения воды. По узловым точкам - располагаемые напоры, температуры и давление в подающей, обратной трубе тепловой сети. По потребителям - величина избыточного напора, параметры дросселирующих и смесительных устройств, температуры внутреннего воздуха и воды на ГВС. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами рассчитываются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах, в зависимости от необходимого для системы теплоснабжения гидравлического режима и уровня загрязнения теплоносителя. В случае, если имеющегося располагаемого напора на источнике недостаточно, автоматически подбирается новый напор.

Гашение избыточных напоров у абонентских вводов, в тепловых пунктах и распределительных узлах производят с помощью дросселирующих устройств.

В качестве дросселирующих устройств могут применяться нерегулируемые дроссельные шайбы, регулируемые дроссельные шайбы, автоматические и ручные балансировочные клапаны.



1. Регулируемая дроссельная шайба.



2. Нерегулируемые дроссельные шайбы.



3. Автоматический балансировочный клапан.



4. Ручной балансировочный клапан.

1. Регулируемая дроссельная шайба (РДШ) предназначена для регулирования количества теплоносителя проходящего через дроссельное устройство путем изменения проходного сечения. Преимущества: приемлимая цена, легко настраивать и устранить засор. Недостатки: нет возможности замерить перепад давления на клапане, температуру, расход теплоносителя, что усложняет балансировку системы.

2. Нерегулируемая дроссельная шайба (НДШ) или «дроссельная диафрагма» — дросселирующее устройство, которое представляет собой диск с отверстием, вставляемый в трубу для местного увеличения гидравлического сопротивления потоку жидкости.

Недостатки: для перенастройки или для устранения засора требуется остановка системы отопления. Преимущества: низкая стоимость.

3. Автоматические балансировочные клапаны (АБК) применяют для поддержания постоянной разности давлений между подающим и обратным трубопроводами регулируемых систем теплоснабжения при переменных расходах проходящей через них среды в диапазоне от 0 до 100%. Недостатки: очень высокая стоимость. Достоинства: обеспечивает точное поддержание заданного перепада давления.

4. Ручные балансировочные клапаны (РБК) - это устройства вентильного типа с фиксацией положения его настройки на требуемую пропускную способность. Преимущества: по сравнению с АБК - относительно низкая цена; легко настраивать и устранить засор; можно использовать как запорное устройство; можно замерить перепад давления на клапане, температуру, расход теплоносителя.

При наладке сетей теплоснабжения для точной настройки системы теплоснабжения желательно в качестве дросселирующих устройств использовать РБК, так как учесть все факторы, влияющие на распределение теплоносителя невозможно. Это такие факторы как, например: фактическая потребность в тепловой энергии того или иного здания, которая зависит от качества теплоизоляции здания; фактическое гидравлическое сопротивление системы отопления здания; погрешность при выполнении калибровки ЭМ, вызванная неодновременностью считывания параметров с тепловой сети, погрешностью при измерениях, разбором теплоносителя и т.д. Установку РБК выполнить в ИТП (на вводах) абонентов и произвести их точную настройку с использованием прибора для измерения перепадов давления, расхода и температуры.

Многолетний опыт показывает, что проведение наладочных мероприятий на тепловых сетях позволяет экономить до 15% условного топлива. При этом, затраты на наладочные мероприятия весьма незначительны по сравнению с полученными эффектами от экономии ТЭР.

8.10.2. Пневмогидравлическая промывка внутридомовых систем теплоснабжения многоквартирных домов и потребителей бюджетного сектора.

Необходима ежегодная пневмогидравлическая промывка систем теплоснабжения, капитальный ремонт изношенных элементов внутридомовых систем теплоснабжения, балансировка распределения теплоносителя по внутридомовым стоякам, утепление ограждающих конструкций.

8.10.3. Оснащение общедомовыми узлами учета тепловой энергии многоквартирных домов.

Уровень оснащённости коллективными (общедомовыми) узлами учета тепловой энергии (ОДУТЭ) в Кунашакском МО остаётся низким (см. таблицу 57 в книге 1).

В соответствии с п.5 статьи 13 Федерального закона РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» все МКД должны быть оснащены ОДУТЭ.

8.10.4. Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями в Кунашакском МО не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Предложения (проекты) направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями (проекты группы «Д») приведены в таблице 34.

Часть 8.11 Развитие систем горячего водоснабжения.

Горячее водоснабжение с использованием тепловой энергии, производимой котельными СЦТ осуществляется только для двух МКД по адресу: с. Кунашак, ул. Совхозная, 14 и 14А в отопительный период. В вышеуказанных домах установлены ИТП.

В зонах действия остальных СЦТ горячее водоснабжение с использованием тепловой энергии, производимой котельными СЦТ, не предусмотрено.

Таблица 34 Проекты, направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Краткое описание проекта (мероприятия)	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2026г., тыс. руб (без НДС)	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2026г., млн.руб (без НДС)	Источник инвестиций	Срок реализации	Описания эффекта	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2026г.)	
				описание измерителя	ед. изм.	значение							Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта, руб./Гкал
нет шифра	Д1	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесной".	Теплогидравлические расчёты и оптимизация гидравлического режима тепловых сетей путём установки дросселирующих устройств (ручные балансировочные клапана, шайбы и т.д).	потребитель	ед.	53	мониторинг рыночных цен	30,0	1,59	средства ТСО	2027-2028	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.	0	50
нет шифра	Д2	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. Совхозный».	Теплогидравлические расчёты и оптимизация гидравлического режима тепловых сетей путём установки дросселирующих устройств (ручные балансировочные клапана, шайбы и т.д).	потребитель	ед.	10	мониторинг рыночных цен	30,0	0,30	средства ТСО	2027-2028	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.	0	
нет шифра	Д3	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «ж/д ст. Муслимово».	Теплогидравлические расчёты и оптимизация гидравлического режима тепловых сетей путём установки дросселирующих устройств (ручные балансировочные клапана, шайбы и т.д).	потребитель	ед.	8	мониторинг рыночных цен	30,0	0,24	средства ТСО	2027-2028	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.	0	50
нет шифра	Д4	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «пос. Муслимово».	Теплогидравлические расчёты и оптимизация гидравлического режима тепловых сетей путём установки дросселирующих устройств (ручные балансировочные клапана, шайбы и т.д).	потребитель	ед.	4	мониторинг рыночных цен	30,0	0,12	средства ТСО	2027-2028	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.	0	
нет шифра	Д5	Установка общедомовых приборов учета в МКД подключенных к СЦТ в микрорайоне №1 и микрорайоне №2 с. Кунашак.	Одновременно с установкой узла учёта тепловой энергии рекомендуется установка системы автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки.	здания	ед.	3	мониторинг рыночных цен	250,0	0,75	бюджетные средства 30% / средства из фонда капитального ремонта жилья - 70%	2030-2035	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.	—	—
нет шифра	Д6	Установка общедомовых приборов учета в МКД подключенных к СЦТ в микрорайоне «Совхозный» с. Кунашак, п. Лесной и в с. Новобурино.	Одновременно с установкой узла учёта тепловой энергии рекомендуется установка системы автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки.	здания	ед.	32	мониторинг рыночных цен	250,0	8,00	бюджетные средства 30% / средства из фонда капитального ремонта жилья - 70%	2030-2035	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.	—	—
нет шифра	Д7	Установка общедомовых приборов учета в МКД подключенных к СЦТ в п. Муслимово ж.д.ст.	Одновременно с установкой узла учёта тепловой энергии рекомендуется установка системы автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки.	здания	ед.	3	мониторинг рыночных цен	250,0	0,75	бюджетные средства 30% / средства из фонда капитального ремонта жилья - 70%	2030-2035	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.	—	—

Для централизованного горячего водоснабжения жителей 26 МКД с. Новобурино предлагается смонтировать так называемые «планшетные» индивидуальные тепловые пункты (ИТП), в состав которых входят ОДУУТЭ, оборудование для приготовления воды на нужды ГВС (теплообменник и насос ГВС), САПР ТН (например «КОМОС») и запорная арматура. Применение «планшетных» ИТП позволяет размещать всё оборудование тепlopункта в, казалось бы, совершенно не подходящих для этого местах (см. рис. 11), например: под лестничным маршем, вдоль стен в подвалах и даже под потолком.

Планшетные ИТП создаются с использованием теплообменников ТТАИ (теплообменник кожухотрубный интенсифицированный).

Перечень проектов по организации горячего водоснабжения представлен в таблице 35 (проекты группы «Е»).

Администрации Кунашакского МО рекомендуется изучить мнение жителей на предложение по организации централизованного ГВС для МКД в с. Кунашак и п. Лесной на перспективу 2030-2035гг. При очередной актуализации схемы теплоснабжения предложения по строительству системы централизованного ГВС могут быть включены в перечень проектов схемы теплоснабжения с указанием сроков реализации.

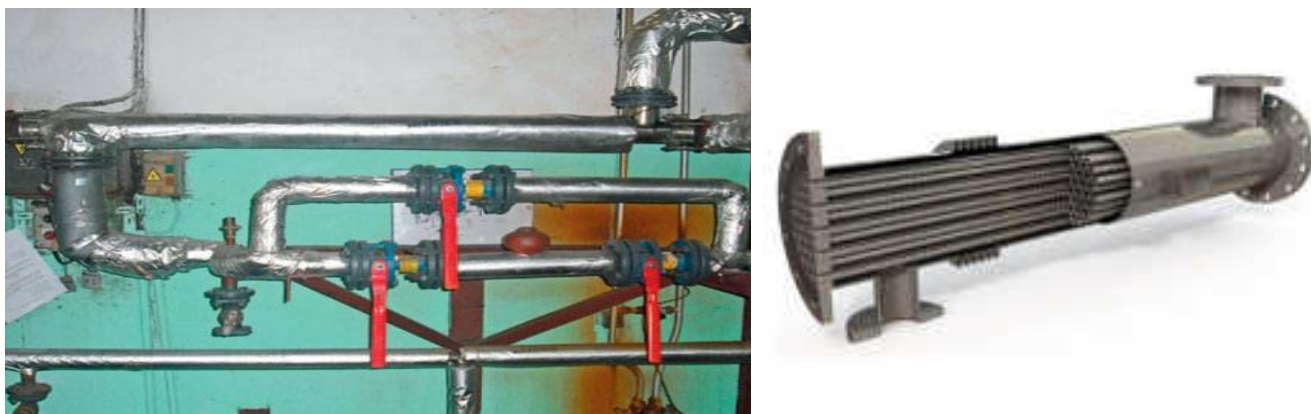


Рисунок 11 Пример «планшетной» ИТП и теплообменник ТТАИ.

Часть 8.12 Описание изменений в предложениях по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схем теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ, выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района).

Описание изменений в предложениях по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схем теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них, не выполнялось.

Таблица 35 Перечень проектов по организации систем горячего водоснабжения.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Краткое описание проекта (мероприятия)	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2026г., млн. руб (без НДС)	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2026г., млн.руб (без НДС)	Рекомендуемый источник инвестиций	Срок реализации	Описания эффекта
				описание измерителя	ед. изм.	значение						
002-03-01-001	E1	Организация системы горячего водоснабжения в МКД с. Новобурино подключенных к системам централизованного теплоснабжения путём установки индивидуальных тепловых пунктов.	Рекомендуется установка "планшетных" ИТП с применением тонкостенных теплообменных аппаратов, интенсифицированных (ТТАИ) для приготовления воды на нужды ГВС, коммерческого учёта тепловой энергии и автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки.	здание	ед.	26	мониторинг рыночных цен	2,50	65,00	бюджетное финансирование-75%, фонд капитального ремонта -25%	2030-2035	Обеспечение потребителей качественной услугой ГВС. Увеличение объёма полезного отпуска тепловой энергии.

Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.

По состоянию на 2025г. все централизованные системы теплоснабжения на территории Кунашакского МО закрытые.

В соответствии с п. 8 статьи 29 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27.07.2010г. № 190-ФЗ 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 (новые объекты капитального строительства могут быть обеспечены ГВС только по закрытой схеме).

Строительство открытых систем теплоснабжения на перспективу до 2035г. не рекомендуется.

Глава 10. Перспективные топливные балансы.

Часть 10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории муниципального округа.

Балансы составлены на основании данных таблиц 93-100 в книге 1, с учётом положений главы 5, мероприятий приведённых в таблицах 29, 30, 31, 32 и 35.

Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 36, 42 и 48, соответственно.

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 37, 43 и 49, соответственно.

Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 38, 44 и 50, соответственно.

Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 39, 45 и 51, соответственно.

Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зимний период в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 40, 46 и 52, соответственно.

Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в летний период в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 41, 47 и 53, соответственно.

Расчётные таблицы для перспективных топливных балансов по каждой котельной приведены в приложении 1.

Таблица 36 Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго».

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии, Гкал							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. №1»	газ	6601	6816	6801	7812	8687	8617	8603	8588
2	СЦТ «мкр. №2»	газ	9807	9703	9703	9666	8962	8926	8926	8926
Всего природный газ			16408	16519	16504	17478	17649	17543	17528	17514
Всего уголь/дрова			0	0	0	0	0	0	0	0
Всего дизель			—	—	—	—	—	—	—	—
Итого			16408	16519	16504	17478	17649	17543	17528	17514

Таблица 37 Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго».

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива, кг.у.т./Гкал							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. №1»	газ	145,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6
2	СЦТ «мкр. №2»	газ	146,0	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6
Всего природный газ			145,8	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6
Всего уголь/дрова			—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			—	—	—	—	—	—	—	—
Итого			145,8	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6

Таблица 38 Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Расход условного топлива, т.у.т.							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. №1»	газ	961,2	1115,4	1112,9	1278,3	1421,5	1410,1	1407,7	1405,4
2	СЦТ «мкр. №2»	газ	1431,5	1587,8	1587,8	1581,8	1466,6	1460,6	1460,6	1460,6
Всего природный газ			2393	2703	2701	2860	2888	2871	2868	2866
Всего уголь/дрова			0	0	0	0	0	0	0	0
Всего дизель			—	—	—	—	—	—	—	—
Итого			2393	2703	2701	2860	2888	2871	2868	2866

Таблица 39 Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Ед. изм.	Расход натурального топлива							
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. №1»	газ	тыс.м.куб.	832,9	966,5	964,4	1107,7	1231,8	1222,0	1219,9	1217,8
2	СЦТ «мкр. №2»	газ	тыс.м.куб.	1240,4	1375,9	1375,9	1370,7	1270,9	1265,7	1265,7	1265,7
Всего природный газ			тыс.м.куб.	2073	2342	2340	2478	2503	2488	2486	2484
Всего уголь			тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дрова			м.куб.	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего дизель			тонн	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 40 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зимний период в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Ед. изм.	Максимальный часовой расход (зима) натурального топлива							
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. №1»	газ	м.куб./час	411	457	455	516	567	562	561	560
2	СЦТ «мкр. №2»	газ	м.куб./час	638	743	743	740	686	683	683	683
Всего природный газ			м.куб./час	1049	1199	1198	1256	1253	1245	1244	1243
Всего уголь			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 41 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в летний период в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Ед. изм.	Максимальный часовой расход (лето) натурального топлива, тыс.м.куб./час							
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. №1»	газ	м.куб./час	0	0	0	0	0	0	0	0
2	СЦТ «мкр. №2»	газ	м.куб./час	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего природный газ			м.куб./час	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего уголь			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 42 Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык».

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии, Гкал							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. Совхозный»	газ	2586	2586	2586	2586	2291	2291	2291	2291
2	СЦТ «Лесной»	газ	4299	3804	3804	3775	3721	3672	3607	3551
3	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	газ	1081	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080
4	СЦТ «Новобурино»	газ	9948	11404	11404	11034	11011	10988	10965	11875
Всего природный газ			17912	18874	18874	18475	18103	18031	17942	18796
Всего уголь/дрова			—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			—	—	—	—	—	—	—	—
Итого			17912	18874	18874	18475	18103	18031	17942	18796

Таблица 43 Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык».

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива, кг.у.т./Гкал							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. Совхозный»	газ	140,0	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
2	СЦТ «Лесной»	газ	154,7	155,3	155,3	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6
3	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	газ	157,0	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
4	СЦТ «Новобурино»	газ	176,9	176,9	176,9	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
Всего природный газ			165,0	168,3	168,3	154,9	154,9	154,9	154,9	155,0
Всего уголь/дрова			—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			—	—	—	—	—	—	—	—
Итого			165,0	168,3	168,3	154,9	154,9	154,9	154,9	155,0

Таблица 44 Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Расход условного топлива, т.у.т.							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. Совхозный»	газ	362,0	401,5	401,5	401,5	355,7	355,7	355,7	355,7
2	СЦТ «Лесной»	газ	665,2	590,7	590,7	580,0	571,6	564,1	554,0	545,4
3	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	газ	169,6	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7
4	СЦТ «Новобурино»	газ	1759,3	2016,8	2016,8	1713,5	1709,8	1706,2	1702,6	1843,9
Всего природный газ			2956	3177	3177	2863	2805	2794	2780	2913
Всего уголь/дрова			—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			—	—	—	—	—	—	—	—
Итого			2956	3177	3177	2863	2805	2794	2780	2913

Таблица 45 Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Ед. изм.	Расход натурального топлива							
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. Совхозный»	газ	тыс.м.куб.	313,7	347,9	347,9	347,9	308,3	308,3	308,3	308,3
2	СЦТ «Лесной»	газ	тыс.м.куб.	576,4	511,9	511,9	502,6	495,4	488,9	480,1	472,6
3	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	газ	тыс.м.куб.	147,0	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
4	СЦТ «Новобурино»	газ	тыс.м.куб.	1759,3	2016,8	2016,8	1713,5	1709,8	1706,2	1702,6	1843,9
Всего природный газ			тыс.м.куб.	2796	3022	3022	2709	2659	2649	2636	2770
Всего уголь			тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дрова			м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			тонн	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 46 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зимний период в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Ед. изм.	Максимальный часовой расход (зима) натурального топлива							
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. Совхозный»	газ	м.куб./час	136	150	150	150	133	133	133	133
2	СЦТ «Лесной»	газ	м.куб./час	255	248	248	243	240	237	233	229
3	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	газ	м.куб./час	50	49	49	49	49	49	49	49
4	СЦТ «Новобурино»	газ	м.куб./час	723	706	706	600	599	597	596	611
Всего природный газ			м.куб./час	1163	1154	1154	1043	1021	1017	1011	1023
Всего уголь			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 47 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в летний период в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Ед. изм.	Максимальный часовой расход (лето) натурального топлива, тыс.м.куб./час							
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «мкр. Совхозный»	газ	м.куб./час	0	0	0	0	0	0	0	0
2	СЦТ «Лесной»	газ	м.куб./час	0	0	0	0	0	0	0	0
3	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	газ	м.куб./час	13	0	0	0	0	0	0	0
4	СЦТ «Новобурино»	газ	м.куб./час	0	0	0	0	0	0	0	24
Всего природный газ			м.куб./час	13	0	0	0	0	0	0	24
Всего уголь			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 48 Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела».

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии, Гкал							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
7	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	газ	1043	1045	1045	1025	1961	1961	1961	1961
8	СЦТ «пос. Муслюмово»	газ	3709	3716	3713	3713	3713	3713	3686	3686
Всего природный газ			4752	4761	4758	4738	5674	5674	5647	5647
Всего уголь/дрова			—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			—	—	—	—	—	—	—	—
Итого			4752	4761	4758	4738	5674	5674	5647	5647

Таблица 49 Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела».

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива, кг.у.т./Гкал							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	газ	159,6	156,1	148,0	140,7	134,1	128,1	128,1	128,1
2	СЦТ «пос. Муслюмово»	газ	86,2	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
Всего природный газ			102,3	155,5	153,7	152,1	148,0	145,9	145,8	145,8
Всего уголь/дрова			—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			—	—	—	—	—	—	—	—
Итого			102,3	155,5	153,7	152,1	148,0	145,9	145,8	145,8

Таблица 50 Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Расход условного топлива, т.у.т.							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	газ	166	163	155	144	263	251	251	251
2	СЦТ «пос. Муслюмово»	газ	320	577	576	576	576	576	572	572
Всего природный газ			486	740	731	721	839	828	823	823
Всего уголь/дрова			—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			—	—	—	—	—	—	—	—
Итого			486	740	731	721	839	828	823	823

Таблица 51 Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Ед. изм.	Расход натурального топлива							
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	газ	тыс.м.куб.	144,2	141,3	134,0	125,0	227,9	217,7	217,7	217,7
2	СЦТ «пос. Муслюмово»	газ	тыс.м.куб.	277,0	500,0	499,6	499,6	499,6	499,6	495,9	495,9
Всего природный газ			тыс.м.куб.	421,2	641,4	633,6	624,5	727,4	717,2	713,6	713,6
Всего уголь			тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дрова			м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			тонн	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 52 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зимний период в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Ед. изм.	Максимальный часовой расход (зима) натурального топлива							
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
7	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	газ	м.куб./час	78	76	72	67	116	111	111	111
8	СЦТ «пос. Муслюмово»	газ	м.куб./час	70,1	126,4	126,3	126,3	126,3	126,3	125,3	125,3
Всего природный газ			м.куб./час	78	76	72	67	116	111	111	111
Всего уголь			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 53 Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в летний период в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»

№пп	Наименование котельной	Вид топлива	Ед. изм.	Максимальный часовой расход (лето) натурального топлива, тыс.м.куб./час							
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	газ	м.куб./час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	СЦТ «пос. Муслюмово»	газ	м.куб./час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего природный газ			м.куб./час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего уголь			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего дизель			тонн/час	—	—	—	—	—	—	—	—

Часть 10.2 Результаты расчётов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.

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 2012г. №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 котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу.

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

$$\text{ННЗТ} = Q_{\max} \cdot N_{\text{ср.м}} \cdot \frac{1}{K} \cdot T \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. тонн}$$

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

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

K - коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо (см. таблицу 58), т.у.т./тонн;

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 54.

Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток:

- по твердому топливу – $T^3 = 45$ суток;
- по жидкому топливу – $T^3 = 30$ суток.

Расчет НЭЗТ производится по формуле:

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\max}^3 \cdot N_{\text{ср.м}^3} \cdot \frac{1}{K} \cdot T^3 \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. тонн}$$

где $Q_{\max}^3$ - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сут.;

$N_{\text{ср.м}^3}$ - расчетный норматив средневзвешенного удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию по трем наиболее холодным месяцам, т.у.т./Гкал.

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме ННЗТ и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

Для отопительных (производственно-отопительных) котельных, работающих на газовом топливе с резервным жидким топливом, запасы НЭЗТ могут не предусматриваться в случае отсутствия снижений подачи газа в периоды похолоданий за три года, предшествовавших

текущему году, и отсутствия графика снижения подачи газа на текущий и (или) планируемые годы.

Таблица 54 Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, в зависимости от вида топлива и способа его доставки

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

При строительстве и реконструкции газовых котельных в Кунашакском МО в качестве аварийного (резервного) топлива рекомендуется предусмотреть дизельное топливо.

На существующих газовых котельных следует обеспечить исправность систем аварийного (резервного) топлива, которые были предусмотрены проектом.

Ограничения подачи газа газоснабжающими организациями в период похолоданий, на текущий год не установлены.

Согласно п. 4.5 в [15], вид топлива и его классификация (основное, при необходимости аварийное) определяется по согласованию с региональными уполномоченными органами власти. Количество и способ доставки необходимо согласовать с топливоснабжающими организациями.

В таблице 58 приведены результаты расчёта нормативных запасов топлива по каждому источнику тепловой энергии.

Прогноз нормативных запасов топлива для котельных в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 55, 56 и 57, соответственно.

Таблица 55 Нормативные запасы топлива на котельных в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго».

Непп	Вид топлива	ед.изм.	Нормативный запас топлива							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.1	ННЗТ дизель	тонн натурального топлива	0	0	0	0	0	0	0	77
1.2	НЭЗТ дизель	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—
1.3	ОНЗТ дизель	тонн натурального топлива	0	0	0	0	0	0	0	77
2.1	ННЗТ уголь	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—
2.2	НЭЗТ уголь	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3	ОНЗТ уголь	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 56 Нормативные запасы топлива на котельных в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык».

№пп	Вид топлива	ед.изм.	Нормативный запас топлива							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.1	ННЗТ дизель	тонн натурального топлива	0	0	0	0	0	0	0	67
1.2	НЭЗТ дизель	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—
1.3	ОНЗТ дизель	тонн натурального топлива	0	0	0	0	0	0	0	67
2.1	ННЗТ уголь	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—
2.2	НЭЗТ уголь	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3	ОНЗТ уголь	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 57 Нормативные запасы топлива на котельных в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела».

№пп	Вид топлива	ед.изм.	Нормативный запас топлива							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.1	ННЗТ дизель	тонн натурального топлива	0	0	0	0	0	0	0	21
1.2	НЭЗТ дизель	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—
1.3	ОНЗТ дизель	тонн натурального топлива	0	0	0	0	0	0	0	21
2.1	ННЗТ уголь	тонн натурального топлива	22	22	22	22	22	22	22	22
2.2	НЭЗТ уголь	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3	ОНЗТ уголь	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 58 Результаты расчётов нормативных запасов топлива на перспективу 2035г.

№пп	наименование системы теплоснабжения	наименование котельной	вид основного топлива	вид резервного топлива	среднесуточное значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в самом холодном месяце года (для расчёта ННЗТ)	расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца (для расчёта ННЗТ)	коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо	количество суток для расчета запаса ННЗТ	ННЗТ
					Гкал/сут	т.у.т./Гкал	т.у.т./тонн	сут.	тонн
1	СЦТ «мкр. №1»	существующая котельная	природный газ	диз.топливо	52,1	0,180	1,45	5	32
2	СЦТ «мкр. №2»	существующая котельная	природный газ	диз.топливо	71,3	0,180	1,45	5	44
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	существующая котельная	природный газ	диз.топливо	13,9	0,180	1,45	5	9
4	СЦТ «Лесной»	существующая котельная	природный газ	диз.топливо	24,9	0,180	1,45	5	15
5	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	существующая котельная	природный газ	диз.топливо	4,2	0,180	1,45	5	3
6	СЦТ «Новобурино»	существующая котельная	природный газ	диз.топливо	64,0	0,180	1,45	5	40
7	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	существующая котельная	природный газ	диз.топливо	15,3	0,180	1,45	5	9
8	СЦТ «пос. Муслюмово»	существующая котельная	природный газ	диз.топливо	14,8	0,220	1,45	5	11

Часть 10.3 Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.

Основным топливом для котельных СЦТ служит природный газ с теплотворной способностью 8078 ккал/кг (*копия паспорта качества природного газа представлена в п. 2.6 тома 3*).

Сетевой природный газ в Кунашакский МО подаётся с газовых месторождений на севере Тюменской области. Газоснабжение п. Лесной и с. Кунашак осуществляется по магистральному газопроводу высокого давления, проложенному со стороны с. Кунашак до ГРП, расположенного на западной окраине п. Лесной. Газоснабжение с. Новобурино осуществляется по магистральному газопроводу высокого давления, проложенного со стороны с. Кунашак до ГРП с. Новобурино.

На котельных СЦТ Кунашакского МО запасы резервного топлива не предусмотрены.

На складах в котельных СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» имеются дизельные горелки и минимальный запас дизельного топлива (порядка 100 литров). Регулярно проводятся тренировки операторов по переводу котельной для работы на дизельном топливе. На случай отказа системы газоснабжения предполагается завоз дизельного топлива автотранспортом с АЗС или нефтебаз.

По состоянию на 2025 год на территории Кунашакского МО источники тепловой энергии с использованием ВИЭ, а также местных видов топлива отсутствуют, за исключением печного отопления с использованием древесины для индивидуального теплоснабжения.

Часть 10.4. Преобладающий в муниципальном округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в муниципальном округе.

Единственным видом топлива, определяемым по совокупности всех СЦТ на территории Кунашакского МО, является природный газ (ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения»).

Часть 10.5 Приоритетное направление развития топливного баланса муниципального округа.

Ожидается, что до 2035г. все котельные СЦТ на территории Кунашакского МО в качестве основного топлива будут использовать природный газ.

До 2035 года ожидается повышение эффективности функционирования систем централизованного теплоснабжения за счёт снижения сетевых теплопотерь и повышения КПД котельных. Соответственно, ожидается снижение удельного расхода топлива на единицу полезного отпуска тепловой энергии.

Прогнозные значения расходов натурального топлива на отпуск тепловой энергии СЦТ Кунашакского МО приведены в таблице 59.

Таблица 59 Прогнозные значения расходов натурального топлива на отпуск тепловой энергии СЦТ Кунашакского МО.

Номер ЕТО	Вид топлива	Ед.изм.	Расход натурального топлива							
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
001 (АО «Челяб-облкоммун-энерго»)	Уголь	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Природный газ	тыс.м.куб.	2073,4	2342,5	2340,3	2478,4	2502,7	2487,6	2485,6	2483,5
	Сжиженный природный газ	тыс.м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Сжиженный углеводородный газ	тыс.м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Нефтетопливо (мазут)	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Нефтетопливо (дизель)	тонн	0	0	0	0	0	0	0	0
	Местные виды топлива (дрова)	м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Иные виды топлива	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
002 (МУП «Балык»)	Уголь	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Природный газ	тыс.м.куб.	2796,4	3021,9	3021,9	2709,3	2658,7	2648,6	2636,3	2770,1
	Сжиженный природный газ	тыс.м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Сжиженный углеводородный газ	тыс.м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Нефтетопливо (мазут)	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Нефтетопливо (дизель)	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Местные виды топлива (дрова)	м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Иные виды топлива	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
003 (ООО «Стрела»)	Уголь	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Природный газ	тыс.м.куб.	486,1	740,1	731,1	720,7	839,5	827,7	823,5	823,5
	Сжиженный природный газ	тыс.м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Сжиженный углеводородный газ	тыс.м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Нефтетопливо (мазут)	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Нефтетопливо (дизель)	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Местные виды топлива (дрова)	м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Иные виды топлива	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего в муниципальном округе	Уголь	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Природный газ	тыс.м.куб.	5356	6105	6093	5908	6001	5964	5945	6077
	Сжиженный природный газ	тыс.м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Сжиженный углеводородный газ	тыс.м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Нефтетопливо (мазут)	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Нефтетопливо (дизель)	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—
	Местные виды топлива (дрова)	м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—
	Иные виды топлива	тонн	—	—	—	—	—	—	—	—

Часть 10.6 Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ, выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района).

Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии, не выполнялось.

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения.

Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в пунктах 6.25-6.33 СП 124.13330-2012 «Тепловые сети».

В соответствии с указаниями в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.
- Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54ч: жилые и общественные здания до 12°C, промышленных зданий до 8°C.
- Третья категория – остальные потребители».

В соответствии с п. 6.25 в [14]: «Способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р], коэффициенту готовности [Кг] и живучести [Ж]».

В соответствии с указаниями п. 6.26 в [14] минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать: для источника теплоты - 0,97; для тепловых сетей - 0,9; для потребителя теплоты - 0,99. Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе Кг принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Термины и определения, используемые в настоящей главе, приведены в п. 1.9.1 части 1.9 Главы 1.

Часть 11.1 Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.

На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов на теплосетях СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2020г. по 2024г. не зафиксировано. На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов на теплосетях за 2020-2024гг. не было.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам на теплосетях в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык» за период работы с 2020 по 2024 годы отсутствуют. Информация по отказам на теплосетях СЦТ по итогам работы с 2020 по 2024 годы МУП «Балык» не предоставлена.

На основе отчётных данных, публикуемых ООО «Стрела» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов на теплосетях СЦТ «ж/д ст. Муслумово» и СЦТ «пос. Муслумово» за период работы с 2020 по 2021гг. и 2024г. не зафиксировано. Аналогичные сведения за 2022г. на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» не опубликованы. На основании данных ООО «Стрела» отказов на теплосетях за 2020-2024гг. не было.

Анализ технологических нарушений, отказов и восстановлений на тепловых сетях в зоне деятельности каждой ЕТО за период работы с 2020 по 2024гг. представлена в таблицах 48 и 49 книги 1.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения, в соответствии с рекомендациями в [32], приведены в приложении 2. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

Часть 11.2 Методы и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.

На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов на теплосетях СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2020г. по 2024г. не зафиксировано. На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов на теплосетях за 2020-2024гг. не было.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам на теплосетях в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык» за период работы с 2020 по 2024

годы отсутствуют. Информация по отказам на теплосетях СЦТ по итогам работы с 2020 по 2024 годы МУП «Балык» не предоставлена.

На основе отчётных данных, публикуемых ООО «Стрела» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов на теплосетях СЦТ «ж/д ст. Муслумово» и СЦТ «пос. Муслумово» за период работы с 2020 по 2021гг. и 2024г. не зафиксировано. Аналогичные сведения за 2022г. на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» не опубликованы. На основании данных ООО «Стрела» отказов на теплосетях за 2020-2024гг. не было.

Анализ технологических нарушений, отказов и восстановлений на тепловых сетях в зоне деятельности каждой ЕТО за период работы с 2020 по 2024гг. представлена в таблицах 48 и 49 книги 1.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения, в соответствии с рекомендациями в [32], приведены в приложении 2. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

Часть 11.3 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения муниципального округа и мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения.

В соответствии с письмом Министерства энергетики России от 07.05.2022г. №ЕГ-6173/07 при актуализации схемы теплоснабжения необходимо выявить потенциальные угрозы в системах теплоснабжения и выработать мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения, направленных на нивелирование выявленных угроз.

Потенциальными рисками (угрозами) в системах теплоснабжения являются: отказы в работе источников тепловой энергии по причине отказа оборудования; отказы в работе источников тепловой энергии по причине нарушения (прекращения) энергоснабжения; отказы в работе тепловых сетей (порывы в сетях).

В таблице 60 отражены выявленные угрозы (риски) в СЦТ Кунашакского МО по результатам анализа предоставленной информации. В таблице 60 зелёным цветом выделены те СЦТ, для которых проблема отсутствует; красным цветом выделены СЦТ, для которых проблема (угроза) носит явный (выраженный) характер; жёлтым цветом – СЦТ, для которых проблемы (угрозы) не носят острого (явного) характера.

Из таблицы 60 можно сделать выводы, что основные угрозы надёжности теплоснабжения в Кунашакском МО представляют: отсутствие запаса резервного топлива на газовых котельных и соответствующего оборудования (горелок) для его использования; отсутствие резервного источника электроснабжения СЦТ «мкр. Совхозный», СЦТ «Лесной» и СЦТ «ж/д ст. Муслумово»; 100% износ здания и оборудования котельной СЦТ «Новобурино»; 100% износ тепловых сетей СЦТ «Новобурино».

Таблица 60 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения СЦТ Кунашакского МО.

№пп	Наименование СЦТ	Источники тепловой энергии.									Сети теплоснабжения.		
		Основные характеристики (параметры) источников тепловой энергии влияющие на надёжность.				<u>Потенциальные угрозы по источникам теплоснабжения.</u>					Основные характеристики (параметры) тепловых сетей влияющие на надёжность.		<u>Потенциальные угрозы по теплосетям.</u>
		Располагаемая мощность, Гкал/ч	Общее количество исправных котлоагрегатов, шт	Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Вид основного топлива	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе из работы самого мощного котла, Гкал/ч	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной по состоянию на 2025г.	Наличие резервного топлива, запас топлива и техническое состояние топливного хозяйства.	Надёжность электроснабжения	Надёжность водоснабжения	Общая протяжённость наружных сетей теплоснабжения в однострубно исполнении с учётом "врезок" к потребителям, км	Краткое описание	Оценочный износ теплосетей по состоянию на конец 2024г., %
1	СЦТ «мкр. №1»	8,00	4	2,43	природный газ	5,83	18,0	печное топливо	Два ввода от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 55 м.куб. Резерв - собственная скважина.	4,48	двухтрубная система	≈40
2	СЦТ «мкр. №2»	8,00	4	4,83	природный газ	5,82	10,5	печное топливо	Два ввода от внешней энергосистемы.	Собственная скважина. Резервуар запаса исходной воды объёмом 75 м.куб. Резерв - центральный водопровод.	3,76	двухтрубная система	≈40
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	1,31	2	0,98	природный газ	0,40	16,0	нет	Один ввод от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 25 м.куб	0,76	двухтрубная система	40,0
4	СЦТ «Лесной»	1,38	4	1,54	природный газ	1,00	7,0	нет	Один ввод от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 2 м.куб.	2,37	двухтрубная система	40,0
5	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	0,52	2	0,36	природный газ	0,16	1,0	нет	Один ввод от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса воды объёмом 1 м.куб.	0,09	двухтрубная система	4,00
6	СЦТ «Новобурино»	5,42	3	3,96	природный газ	3,50	10,0	нет	Два независимых ввода от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Наружные резервуары запаса исходной воды объёмом 3х25 м.куб.	3,36	двухтрубная система	100,0
7	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	0,88	2	0,51	природный газ	0,42	16,0	нет	Один ввод от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 2 м.куб.	0,83	двухтрубная система	25,0
8	СЦТ «пос. Муслюмово»	1,64	2	0,91	природный газ	0,79	15,0	нет	Два ввода от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуара запаса воды нет.	0,41	двухтрубная система	45,0

Часть 11.4 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.

Реализация мероприятий по техническому перевооружению и модернизации систем централизованного теплоснабжения, предусмотренные схемой теплоснабжения (см. Главы 7 и 8), направлены, в том числе, на повышение их надёжности.

Методика расчёта вероятности безотказной работы (ВБР) тепловых сетей подробно изложена в п. 1.9.2 части 1.9 главы 1 книги 1.

Функционал расчёта ВБР сетей теплоснабжения, относительно каждого потребителя, реализован в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8.

По причине отсутствия статистической информации об отказах расчет интенсивности отказов теплопроводов λ с учетом времени их эксплуатации производится по зависимостям распределения Вейбулла при начальной интенсивности отказов 1 км однолинейного теплопровода $\lambda_{нач}$ равной $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год). Средняя интенсивность отказов единицы запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) принимается равной $2,28 \cdot 10^{-7}$ 1/ч или 0,002 1/год.

Расчёт ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя выполнен в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8. Результаты расчётов совмещены с результатами расчетов гидравлических режимов передачи теплоносителя по тепловым сетям и представлены в таблицах 102-103 части 3.12 книги 1. При расчётах задан параметр «срок эксплуатации сетей теплоснабжения» – 25 лет.

Выводы:

- Расчёт показал, что ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, находится в пределах допустимых значений (более 0,9), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Карты зон с ненормативной надёжностью теплоснабжения потребителей не составлялись. Несмотря на значительный износ (*прим.: с. Новобурино*) существующие сети теплоснабжения имеют не большую протяжённость и обеспечивают нормативную надёжность теплоснабжения. Надземная прокладка также оказывает положительное влияние на надёжность теплоснабжения.
- Ожидается, что до 2035г. к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслумово» будут подключены объекты нового капитального строительства (*МКД в п. Муслумово ж.д.ст., ул. Вокзальная; МКД в с. Кунашак по ул. Октябрьская, 11А и Ледовая арена в с. Кунашак*). При этом, протяжённость перспективных теплосетей до наиболее удалённого (в гидравлическом отношении) потребителя, будет соответствовать аналогичным показателям для существующих теплосетей. Таким образом, очевидно, что ВБР перспективных сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслумово» относительно каждого потребителя будет находиться в пределах допустимых значений (более 0,9).
- Ожидается, что до 2035г. протяжённость сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «мкр. №2» изменятся по причине отключения аварийного жилищного фонда и перевода отдельных объектов индивидуальной жилищной застройки и одноэтажной блокированной застройки на децентрализованное теплоснабжение. При этом, протяжённость теплосетей до наиболее удалённого (в гидравлическом отношении)

потребителя, будет меньше аналогичного показателя для существующей топологии теплосети. Таким образом, очевидно, что ВБР перспективных сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «мкр. №2» относительно каждого потребителя будет находиться в пределах допустимых значений (более 0,9).

- Ожидается, что до 2035г. протяжённость и топология сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино», СЦТ «Лесной», СЦТ «Совхозная, 14-14А» и СЦТ «пос. Муслимово» существенно не изменятся. Таким образом, очевидно, что ВБР перспективных сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино», СЦТ «Лесной», СЦТ «Совхозная, 14-14А» и СЦТ «пос. Муслимово» относительно каждого потребителя будет находиться в пределах допустимых значений (более 0,9).
- В целом замена (обновление) сетей теплоснабжения будет положительно влиять на ВБР сетей теплоснабжения всех СЦТ (ВБР будет увеличиваться).

Часть 11.5 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.

Функционал расчёта коэффициента готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя реализован в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8.

Расчёт коэффициента готовности существующих сетей теплоснабжения к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя выполнен в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8. Результаты расчётов совмещены с результатами расчетов гидравлических режимов передачи теплоносителя по тепловым сетям и представлены в таблицах 102-103 книги 1.

Выводы:

- Расчёт показал, что коэффициент готовности существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, находится в пределах допустимых значений (более 0,97), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Карты зон с ненормативной надежностью теплоснабжения потребителей не составлялись. Несмотря на значительный износ (*прим.: с. Новобурино*) существующие сети теплоснабжения имеют не большую протяжённость и обеспечивают нормативную надежность теплоснабжения. Надземная прокладка также оказывает положительное влияние на надёжность теплоснабжения.
- Ожидается, что до 2035г. к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслимово» будут подключены объекты нового капитального строительства (*МКД в п. Муслимово ж.д.ст., ул. Вокзальная; МКД в с. Кунашак по ул. Октябрьская, 11А и Ледовая арена в с. Кунашак*) При этом, протяжённость перспективных теплосетей до наиболее удалённого (в гидравлическом отношении) потребителя, будет соответствовать аналогичным показателям для существующих теплосетей. Таким образом, очевидно, что коэффициент готовности перспективных сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «ж/д ст. Муслимово» относительно каждого потребителя будет находиться в пределах допустимых значений (более 0,97).
- Ожидается, что до 2035г. протяжённость сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «мкр. №2» изменятся по причине отключения аварийного жилищного фонда (*два МКД в с. Кунашак по ул. Ленина, 113 и ул. Совхозная, 16*) и перевода отдельных объектов индивидуальной жилищной застройки и одноэтажной блокированной застройки на децентрализованное теплоснабжение. При этом, протяжённость теплосетей до наиболее удалённого (в гидравлическом отношении) потребителя, будет меньше аналогичного

показателя для существующей топологии теплосети. Таким образом, очевидно, что коэффициент готовности перспективных сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «мкр. №2» относительно каждого потребителя будет находиться в пределах допустимых значений (более 0,97).

- Ожидается, что до 2035г. протяжённость и топология сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино», СЦТ «Лесной», СЦТ «Совхозная, 14-14А» и СЦТ «пос. Муслимово» существенно не изменятся. Таким образом, очевидно, что коэффициент готовности перспективных сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино», СЦТ «Лесной», СЦТ «Совхозная, 14-14А» и СЦТ «пос. Муслимово» относительно каждого потребителя будет находиться в пределах допустимых значений (более 0,97).
- В целом замена (обновление) сетей теплоснабжения будет положительно влиять на коэффициент готовности сетей теплоснабжения всех СЦТ (коэффициент готовности будет увеличиваться).

Часть 11.6 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.

На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов оборудования котельных и отказов на теплосетях СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2020г. по 2024г. не зафиксировано. На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов оборудования котельных и отказов на теплосетях за 2020-2024гг. не было.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам оборудования котельных и отказам на теплосетях в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык» за период работы с 2020 по 2024 годы отсутствуют. Информация по отказам оборудования котельных и отказам на теплосетях СЦТ по итогам работы с 2020 по 2024 годы МУП «Балык» не предоставлена.

На основе отчётных данных, публикуемых ООО «Стрела» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов оборудования котельных и отказов на теплосетях СЦТ «ж/д ст. Муслимово» и СЦТ «пос. Муслимово» за 2020, 2021, 2023 и 2024гг. не зафиксировано. Аналогичные сведения за 2022г. на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» не опубликованы. На основании данных ООО «Стрела» отказов оборудования котельных и отказов на теплосетях за 2020-2024гг. не было.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования, в том числе, недоотпуска тепловой энергии приведены в приложении 2. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

Часть 11.7 Мероприятия по резервированию источников тепловой энергии и тепловых сетей, определенных системой мер по повышению надежности.

Мероприятия по резервированию источников тепловой энергии и тепловых сетей, в качестве мер по повышению надежности на данном этапе не предусматриваются.

Резервирование тепловых сетей не требуется, так как расчёты показали, что ВБР сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, находится в пределах допустимых значений.

Необходимые показатели надежности достигаются за счет повышения надёжности существующих источников тепловой энергии и модернизации (замене) трубопроводов со сверхнормативным износом.

Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных настоящим проектом и оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения представлен в таблице 61.

Таблица 61 Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных схемой теплоснабжения оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения.

Внутренний идентификатор проекта	Название проекта	Срок реализации	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проектов в ценах 2026г, млн.руб. (без НДС)	Влияние на надёжность теплоснабжения
A1	Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области.	2027-2028	44,88	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления котельной.
B1	Модернизация котельной в п. Лесной с увеличением мощности до 2,0 МВт.	2026	1,50	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления котельной.
B2	Замена автоматики в котельной п. Муслюмово ж.д. ст.	2027	0,82	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления котельной.
B1	Модернизация, ремонт и реконструкция сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино" в с. Новобурино	2027-2035	58,35	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления теплосетей.
B2	Реконструкция тепловой сети от центра ВОП п. Муслюмово ж.д.ст. до МБУ "Нептун".	2027	0,18	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления теплосетей.
без шифра	Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.	2026-2035	0,00	Соблюдение требований действующего законодательства. Повышение надёжности теплоснабжения.
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов, направленных на повышение НАДЁЖНОСТИ работы систем теплоснабжения			105,7	

Часть 11.8 Мероприятия по замене тепловых сетей, определенных системой мер по повышению надежности.

Предложения, предусмотренные схемой теплоснабжения, направлены, в том числе, на значительное уменьшение средневзвешенного срока эксплуатации теплосетей (*обновление сетей*), что приводит к увеличению ВБР и коэффициента готовности сетей.

Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных настоящим проектом и оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения представлен в таблице 61.

Часть 11.9 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии.

В соответствии с разъяснениями Министерства энергетики России от 06.06.2022г. №СП-7733/07: Оценка надёжности теплоснабжения в аварийных режимах теплоснабжения должна выполняться на основании результатов анализа расчётов возможности обеспечения нормативных показателей надёжности теплоснабжения с перспективной тепловой нагрузкой (на конец периода разработки схемы теплоснабжения) при отказе головного участка теплопровода на одном (с наибольшим диаметром) из выводов тепловой мощности от источника тепловой энергии, которые должны быть выполнены в следующем порядке:

- в электронной модели системы теплоснабжения должен быть разработан перечень необходимых переключений существующей запорно-регулирующей арматуры, обеспечивающей циркуляцию теплоносителя в нижних (после головного участка) участках тепловой сети;
- должен быть рассчитан гидравлический режим циркуляции теплоносителя в аварийном режиме и установлены места нарушения требований нормативного теплоснабжения;
- если по результатам организации нового распределения потоков теплоносителя не удастся достичь нормативных показателей надёжности теплоснабжения, должны быть разработаны предложения по мероприятиям, направленным на их достижение.

В соответствии с требованиями п. 5 СП 124.1330.2012 «Тепловые сети»:

- при авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться: подача 100 % необходимой теплоты потребителям первой категории;
- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в объёме 91% при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления - 32°C.

11.9.1 Анализ существующих схем сетей теплоснабжения.

Существующие сети теплоснабжения СЦТ Кунашакского МО тупиковые, нерезервированные. Из всех СЦТ наибольшую протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении имеют СЦТ «мкр. №1» - 4,48 км, СЦТ «мкр. №2» - 3,756км и СЦТ «Новобурино» - 3,364км. Наибольшая протяжённость трубопроводов от котельной до самого удалённого, в гидравлическом отношении конечного потребителя, составляет 0,92 км (это путь: «котельная СЦТ «мкр. №1» - Октябрьская, 16»).

Так как по состоянию на 2025г. теплосети СЦТ Кунашакского МО не закольцованы, моделирование гидравлических режимов работы сетей при отказе отдельных элементов не имеет смысла, так как повреждения любого из участков существующих тепловых сетей будет приводить к полному прекращению теплоснабжения всех потребителей, расположенных после места повреждения.

Расчёт показал (см. часть 11.4 и 11.5), что показатели надёжности (ВБР и коэффициент готовности) существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, находится в пределах допустимых значений (более 0,9), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Существующие сети теплоснабжения имеют не большую протяжённость и обеспечивают нормативную надёжность теплоснабжения. Резервирование участков теплопроводов существующих сетей теплоснабжения не требуется.

11.9.2 Анализ перспективных схем сетей теплоснабжения.

Анализ показал (см. часть 11.4 и 11.5), что показатели надёжности (ВБР и коэффициент готовности) перспективных сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, будут находиться в пределах допустимых значений (более 0,9), регламентированных п. 6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Предложения, предусмотренные схемой теплоснабжения, направлены, в том числе, на значительное уменьшение средневзвешенного срока эксплуатации теплосетей (*обновление сетей*), что приводит к увеличению ВБР и коэффициента готовности сетей.

На перспективу до 2035г. прогнозируется отключение от СЦТ аварийного жилья, объектов индивидуального жилищного фонда и одноэтажного жилищного фонда блокированной застройки (перевод на индивидуальное теплоснабжение), ожидается уменьшение протяжённости сетей. Следовательно ВБР и коэффициент готовности сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя повысится.

Вывод: Резервирование участков теплопроводов на данном этапе не требуется.

Часть 11.10 Описание изменений в показателях надёжности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ, выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района).

Описание изменений в показателях надёжности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них, не выполнялось.

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию.

Часть 12.1: Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Стоимость строительства источников тепловой энергии определена по укрупненным нормативам цен строительства НЦС 81-02-19-2025 «Здания и сооружения городской инфраструктуры» в ценах 2025г. Расценки НЦС 81-02-19-2025 содержат в своём составе все затраты, в том числе затраты на оформление земельного участка для строительства котельной, выполнение проектных работ, экспертиза, приобретение оборудования и материалов; строительно-монтажные и приёмо-сдаточные работы.

Стоимость строительства и замены тепловых сетей определена по укрупненным нормативам цен строительства НЦС 81-02-13-2025 «Наружные тепловые сети» в ценах 2025г.

Для оценки уровня инфляции использован «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2035 года», с учётом Сценарных условий функционирования экономики РФ ... на 2025 и плановый период с 2026 по 2027гг, разработанный Минэкономразвития РФ. Прогноз индекса цен производителей по разделу «Строительство» составит:

Год	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
ИПЦ, у.е.	1,045	1,042	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04

Коэффициент перехода от цен базового района (Московская область) к уровню цен Челябинской области:

- 0,97 - для теплосетей (см. [21]);
- 0,86 - для источников тепловой энергии, ЦТП и ИТП (см. [22]).

График финансирования проектов по реализации схемы теплоснабжения приведён в таблице 62.

Общий объём инвестиций на реализацию проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения до 2035г. составит **172,64 млн.руб.** (в ценах 2025г. без НДС), в том числе: инвестиции по системам теплоснабжения в зонах существующей застройки – 170,53 млн. руб.; инвестиции по системам теплоснабжения в зонах перспективной застройки – 2,11 млн. руб.

Часть 12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Схема финансирования строительства подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта (*далее по тексту – ИПР*), т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИПР является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока

Таблица 62 График финансирования проектов по реализации схемы теплоснабжения.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№211	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Срок реализации	Источник инвестиций	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проектов в ценах 2026г, млн.руб. (без НДС)	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проекта по годам реализации без учёта индексов-дефляторов, млн. руб. (без НДС)									
						2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
А. Перечень проектов по строительству источников тепловой энергии.															
002-01-01-001	A1	Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области.	2027-2028	бюджетные средства	44,88		22,44	22,44							
002-01-01-002	A2	Строительство автоматической блочно-модульной котельной по адресу: с. Кунашак, ул. Рыбозаводская, 1	2029-2031	внебюджетные средства	7,66				2,554	2,554	2,554				
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по строительству источников тепловой энергии.					52,54	0,00	22,44	22,44	2,55	2,55	2,55	0,00	0,00	0,00	0,00
Б. Перечень проектов по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.															
002-01-04-01	Б1	Модернизация котельной в п. Лесной с увеличением мощности до 2,0 МВт.	2026	бюджетные средства	1,50	1,50									
003-01-03-01	Б2	Замена автоматики в котельной п. Муслюмово ж.д. ст.	2027	бюджетные средства (плата концедента) и средства ТСО (амортизационные отчисления)	0,82		0,82								
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.					2,32	1,50	0,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
В. Перечень проектов по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.															
002-02-03-01	В1	Модернизация, ремонт и реконструкция сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино" в с. Новобурино	2027-2035	бюджетные средства и инвестиционная надбавка к тарифу	58,35		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
003-02-03-01	В2	Реконструкция тепловой сети от центра ВОП п. Муслюмово ж.д.ст. до МБУ "Нептун".	2027	бюджетные средства (плата концедента) и средства ТСО (амортизационные отчисления)	0,18		0,18								
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.					58,53	0,00	6,66	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
Г. Перечень мероприятий по строительству новых сетей теплоснабжения и сооружений на них для существующих и перспективных потребителей.															
001-02-01-001	Г1	Строительство участка сети теплоснабжения для подключения перспективного МКД по адресу: с. Кунашак, ул. Октябрьская, 11А.	2027	бюджетные средства	0,73		0,73								
003-02-01-001	Г2	Строительство участка сети теплоснабжения для подключения перспективного МКД по адресу: п. Муслюмово ж.д.ст., ул. Вокзальная	2029-2031	бюджетные средства	0,73				0,24	0,24	0,24				
001-02-01-002	Г3	Строительство участка сети теплоснабжения для подключения Ледовой Арены в с. Кунашак, стадион "Кунашакский".	2026	бюджетные средства	1,36	1,36									
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по строительству новых сетей теплоснабжения и сооружений на них для существующих и перспективных потребителей.					2,82	1,36	0,73	0,00	0,24	0,24	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00
Д. Перечень проектов, направленных на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.															
нет шифра	Д1	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесной".	2027-2028	средства ТСО	1,59		0,80	0,80							
нет шифра	Д2	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "мкр. Совхозный".	2027-2028	средства ТСО	0,30		0,15	0,15							

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№211	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Срок реализации	Источник инвестиций	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проектов в ценах 2026г, млн.руб. (без НДС)	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проекта по годам реализации без учёта индексов-дефляторов, млн. руб. (без НДС)									
						2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
нет шифра	Д3	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».	2027-2028	средства ТСО	0,24		0,12	0,12							
нет шифра	Д4	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «пос. Муслюмово».	2027-2028	средства ТСО	0,12		0,06	0,06							
нет шифра	Д5	Установка общедомовых приборов учета в МКД, подключенных к СЦТ в микрорайоне №1 и микрорайоне №2 с. Кунашак.	2030-2035	бюджетные средства 30% / средства из фонда капитального ремонта жилья - 70%	0,75					0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
нет шифра	Д6	Установка общедомовых приборов учета в МКД, подключенных к СЦТ в микрорайоне "Совхозный" с. Кунашак, п. Лесной и в с. Новобурино.	2030-2035	бюджетные средства 30% / средства из фонда капитального ремонта жилья - 70%	8,00					1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
нет шифра	Д7	Установка общедомовых приборов учета в МКД, подключенных к СЦТ в п. Муслюмово ж.д.ст.	2030-2035	бюджетные средства 30% / средства из фонда капитального ремонта жилья - 70%	0,75					0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов, направленных на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.					11,75	0,00	1,13	1,13	0,00	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
Е. Перечень проектов по организации горячего водоснабжения.															
002-03-01-001	Е1	Организация системы горячего водоснабжения в МКД с. Новобурино подключенных к системам централизованного теплоснабжения путём установки индивидуальных тепловых пунктов.	2030-2035	бюджетное финансирование- 75%, фонд капитального ремонта -25%	65,00					10,833	10,833	10,833	10,833	10,833	10,833
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по организации горячего водоснабжения.					65,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83
ВСЕГО НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТОВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СХЕМОЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ					192,97	2,86	31,78	30,05	9,28	21,70	21,70	18,90	18,90	18,90	18,90
БЮДЖЕТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ					128,50	1,91	26,40	25,68	3,31	11,91	11,91	11,84	11,84	11,84	11,84
ВНЕБЮДЖЕТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ					64,46	0,95	5,38	4,37	5,97	9,78	9,78	7,06	7,06	7,06	7,06

При разработке схемы финансирования определяются финансовые потребности по каждому мероприятию.

В зависимости от способа формирования собственные источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

12.2.1 Внутренние источники собственных средств.

Основными внутренними источниками финансирования любого коммерческого предприятия являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов и др.

Чистая прибыль.

В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. В общем случае, чем больше прибыли направляется на расширение хозяйственной деятельности, тем меньше потребность в дополнительном финансировании. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

- отсутствие расходов, связанных с привлечением капитала из внешних источников;
- сохранение контроля за деятельностью предприятия со стороны собственников;
- повышение финансовой устойчивости и более благоприятные возможности для привлечения средств из внешних источников.

В свою очередь, недостатками использования данного источника являются его ограниченная и изменяющаяся величина, сложность прогнозирования, а также зависимость от внешних, не поддающихся контролю со стороны менеджмента факторов (например, конъюнктура рынка, фаза экономического цикла, изменение спроса и цен и т. п.).

Амортизационные отчисления.

Еще одним важнейшим источником самофинансирования предприятий служат амортизационные отчисления.

Они относятся на затраты предприятия, отражая износ основных и нематериальных активов, и поступают в составе денежных средств за реализованные продукты и услуги. Их основное назначение — обеспечивать не только простое, но и расширенное воспроизводство.

Преимущество амортизационных отчислений как источника средств заключается в том, что он существует при любом финансовом положении предприятия и всегда остается в его распоряжении.

Величина амортизации как источника финансирования инвестиций во многом зависит от способа ее начисления, как правило, определяемого и регулируемого государством.

Выбранный способ начисления амортизации фиксируется в учетной политике предприятия и применяется в течение всего срока эксплуатации объекта основных средств.

Применение ускоренных способов (уменьшаемого остатка, суммы чисел лет и др.) позволяет увеличить амортизационные отчисления в начальные периоды эксплуатации объектов инвестиций, что при прочих равных условиях приводит к росту объемов самофинансирования.

Для более эффективного использования амортизационных отчислений в качестве финансовых ресурсов предприятию необходимо проводить адекватную амортизационную

политику. Она включает в себя политику воспроизводства основных активов, политику в области применения тех или иных методов расчета амортизационных отчислений, выбор приоритетных направлений их использования и другие элементы.

Несмотря на преимущества внутренних источников финансирования, их объемы, как правило, недостаточны для расширения масштабов хозяйственной деятельности, реализации инвестиционных проектов, внедрения новых технологий и т. д.

12.2.2 Внешние (привлеченные) источники денежных средств.

Эмиссия обыкновенных акций.

Акционерные общества, испытывающие потребность в инвестициях, могут осуществлять дополнительное размещение акций по открытой или закрытой подписке (среди ограниченного круга инвесторов). Финансирование за счет эмиссии обыкновенных акций имеет следующие преимущества:

- этот источник не предполагает обязательных выплат, решение о дивидендах принимается советом директоров и утверждается общим собранием акционеров;
- акции не имеют фиксированной даты погашения — это постоянный капитал, который не подлежит «возврату» или погашению;
- проведение IPO существенно повышает статус предприятия как заемщика (повышается кредитный рейтинг, по оценкам экспертов, стоимость привлечения кредитов и обслуживания долга снижается на 2-3 % годовых), акции могут также служить в качестве залога по обеспечению долга;
- обращение акций предприятия на биржах предоставляет собственникам более гибкие возможности для выхода из бизнеса;
- повышается капитализация предприятия, формируется рыночная оценка его стоимости, обеспечиваются более благоприятные условия для привлечения стратегических инвесторов;
- эмиссия акций создает положительный имидж предприятия в деловом сообществе, в том числе — международном, и т. д.

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций следует отнести:

- предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большему числу владельцев;
- риск потери контроля над предприятием;
- более высокая стоимость привлеченного капитала по сравнению с другими источниками;
- сложность организации и проведения эмиссии, значительные расходы на ее подготовку;
- дополнительная эмиссия может рассматриваться инвесторами как негативный сигнал и приводить к падению цен в краткосрочной перспективе.

Кредитное финансирование.

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций.

Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала, является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств, и рассчитывается по следующей формуле:

$$DFL = (1-t) \times (ROA - r) \times (D/E)$$

где:

DFL – эффект финансового рычага, в процентах;

t – ставка налога на прибыль, в относительной величине;

ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %;

r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

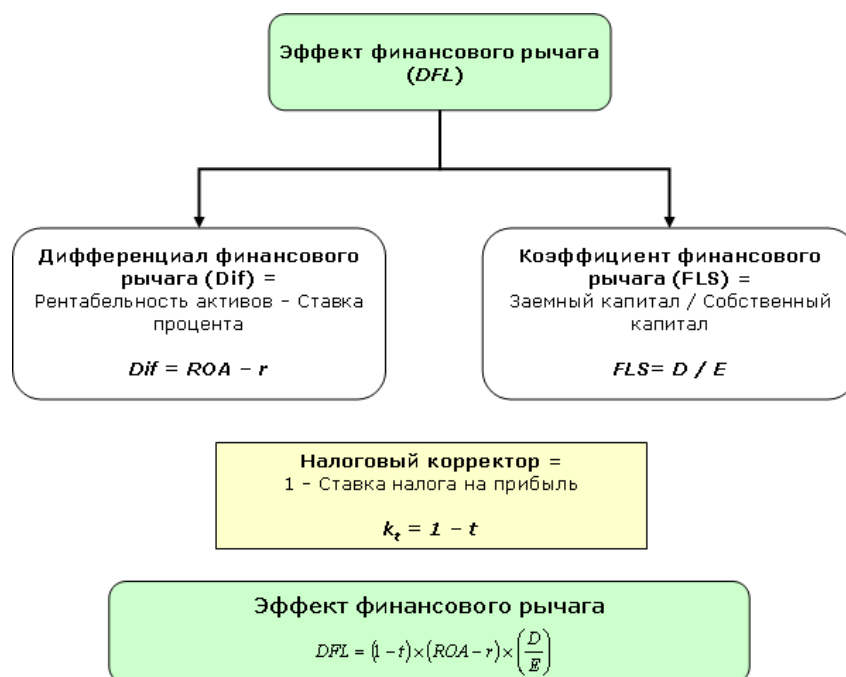
D – заемный капитал;

E – собственный капитал.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски.

Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

Составляющие эффекта финансового рычага представлены на нижеприведенном рисунке.



Как видно из рисунка эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент (1 - t), который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль.

Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по EBIT, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

где:

r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

ROA – рентабельность активов в %.

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если дифференциал станет меньше нуля, то эффект финансового рычага будет действовать только во вред организации.

Второй составляющей эффекта финансового рычага выступает коэффициент финансового рычага (плечо финансового рычага – FLS), характеризующий силу воздействия финансового рычага и определяемый как отношение заемного капитала (D) к собственному капиталу (E): $FLS = D/E$

Таким образом, эффект финансового рычага складывается из влияния двух составляющих: *дифференциала и плеча рычага*.

Дифференциал и плечо рычага тесно взаимосвязаны между собой. До тех пор, пока рентабельность вложений в активы превышает цену заемных средств, т.е. дифференциал положителен, рентабельность собственного капитала будет расти тем быстрее, чем выше соотношение заемных и собственных средств. Однако по мере роста доли заемных средств растет их цена, начинает снижаться прибыль, в результате падает и рентабельность активов и, следовательно, возникает угроза получения отрицательного дифференциала.

По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы.

Эффект финансового рычага способствует формированию рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования необходимых вложений и получения желаемого уровня рентабельности собственного капитала, при которой финансовая устойчивость предприятия не нарушается.

Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала при условии:

если $ROA > i$, то $ROE > ROA$ и $\Delta ROE = (ROA - i) * D/E$

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов, ROA превышает процентную ставку за кредит, i . Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала. Однако при этом необходимо следить за дифференциалом ($ROA - i$), так как при увеличении плеча финансового рычага (D/E) кредиторы склонны компенсировать свой риск повышением ставки за кредит. Дифференциал отражает риск кредитора: чем он больше, тем меньше риск. Дифференциал не должен быть отрицательным, и эффект финансового рычага оптимально должен быть равен 30 – 50% от рентабельности активов, так как чем сильнее эффект финансового рычага, тем выше финансовый риск невозврата кредита, падения дивидендов и курса акций.

Уровень сопряженного риска характеризует операционно-финансовый рычаг. Операционно-финансовый рычаг наряду с позитивным эффектом увеличения рентабельности активов и собственного капитала в результате роста объема продаж и привлечения заемных средств отражает также риск снижения рентабельности и получения убытков.

Инвестиционная надбавка к цене (тарифу) для потребителей

Надбавка к цене (тарифу) для потребителей - ценовая ставка, которая учитывается при расчетах потребителей с организациями коммунального комплекса, устанавливается в целях финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса и общий размер которой соответствует сумме надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса, реализующих инвестиционные программы по развитию системы коммунальной инфраструктуры.

Размер надбавки к тарифу определяется в соответствии с методом RAB регулирования. RAB (Regulatory Asset Base – регулируемая база инвестированного капитала) – это система долгосрочного тарифообразования, основной целью которой является привлечение инвестиций в расширение и модернизацию инфраструктуры.

Переход на RAB-регулирование – это переход на новую инвестиционную стратегию. Применение метода доходности инвестированного капитала направлено на решение важнейших задач тарифного регулирования в теплоэнергетической отрасли – создания благоприятных условий для привлечения долгосрочных частных инвестиций в целях модернизации основных производственных фондов, повышения уровня надежности и качества реализуемых услуг, а также создания стимулов для сокращения операционных расходов регулируемых организаций. В числе преимуществ метода RAB - стимулирование привлечения инвестиций, повышение капитализации регулируемых организаций, повышение качества стратегического планирования деятельности организаций, экономическая мотивация снижения издержек.

Методика RAB, соответствующая передовому международному опыту в регулировании естественных монополий – это тарифная мотивация к снижению операционных расходов компаний и прозрачный контроль. Переход к системе RAB-метода обеспечит необходимое финансирование мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения, в том числе их обновлению и модернизации, а также будет способствовать стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов.

Одним из основных мотивов перехода на RAB-метод является необходимость модернизации сетевого комплекса, износ основных фондов.

Основой экономических отношений в сфере ЖКХ на сегодняшний момент является система бюджетного дотирования предприятий. В данной ситуации потребители не имеют возможности влияния на количество и качество предоставляемых им услуг.

Важным условием при переходе на долгосрочные методы регулирования является прозрачность тарифа для инвестора, которому необходимы четкие и понятные ориентиры для прогнозирования доходов и потребителя.

Основной идеей формирования необходимой валовой выручки (НВВ) в Методе RAB является известный и обоснованный принцип, согласно которому инвестор имеет право получить на инвестированный капитал доход, соответствующий процентной норме, признаваемой участниками рынка справедливой, и вернуть весь инвестированный капитал к концу инвестиционного периода.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг.

В случае несоответствия качества услуг сетевых компаний нормативам, потребители будут получать компенсацию, либо платить меньшую цену за услуги этих компаний.

12.2.3 Выводы по Части 12.2

На основании вышеизложенных рассуждений в данной работе выделены четыре источника финансирования проектов:

- финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- финансирование за счет использования заемных средств;
- финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу;
- финансирование за счёт средств фонда капитального ремонта жилья.

При реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения, рекомендуется доленое финансирование с использованием бюджетных средств, средств фонда капитального ремонта жилья (в части финансирования установки ИТП) и с применением инвестиционной надбавки к тарифу для возврата инвестированного капитала.

Проекты с малым сроком окупаемости (1-2 года) и небольшими капитальными затратами (наладка сетей) рекомендуется реализовывать за счёт средств ТСО. В соответствии с п. 14 Постановления Правительства РФ от 22 октября 2012 г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»: «В течение периода действия регулируемых цен (тарифов) дополнительные средства, полученные регулируемой организацией в результате снижения операционных расходов вследствие повышения эффективности деятельности этой организации при осуществлении ею регулируемого вида деятельности, остаются в ее распоряжении. Сокращение затрат регулируемой организации не является основанием для досрочного (до даты окончания срока действия цен (тарифов) на товары (услуги) указанной регулируемой организации) пересмотра цен (тарифов) на товары (услуги) этой регулируемой организации. При осуществлении плана проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и в целях реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности период сохранения регулируемой организацией дополнительных средств, полученных ею вследствие снижения затрат, составляет 2 года после окончания срока окупаемости указанных мероприятий». Данные принципы направлены на стимулирование ТСО повышать эффективность работы систем централизованного теплоснабжения.

Предложения по объемам и источникам финансирования каждого проекта приведены в таблице 62.

Общий объем инвестиций на реализацию проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения до 2035г. составит **172,64 млн. руб.** (в ценах 2025г. без НДС), в том числе:

- бюджетное финансирование – 89,654 млн. руб.;
- средства ТСО – 2,25 млн. руб.;
- фонда капитального ремонта жилья – 57,15 млн. руб.;
- иные источники (инвестиционная надбавка к тарифу) – 23,583 млн. руб.

Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования наглядно отражено на рис. 12.

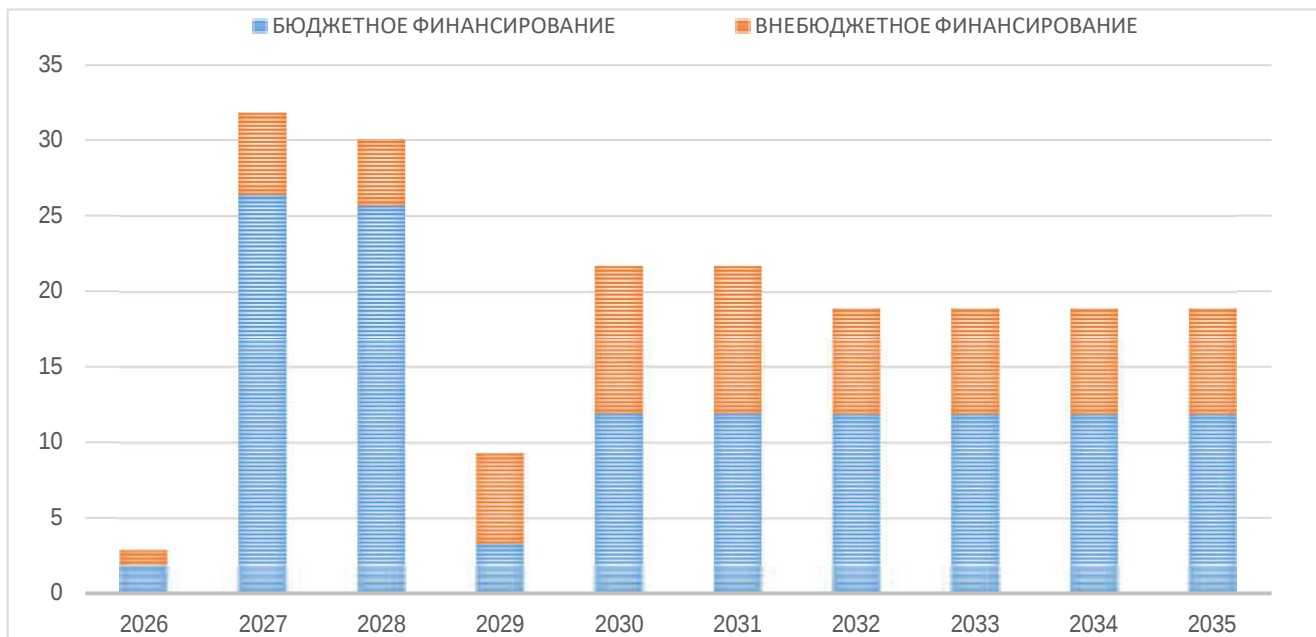


Рисунок 12 Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования.

Часть 12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций.

Методика расчета эффективности инвестиций изложена в «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК477).

12.3.1 Общие сведения.

Основные принципы оценки эффективности.

Эффективность ИПр – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный ИПр, целям и интересам его участников.

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования.

Показатели эффективности проекта характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

В основу оценки эффективности ИПр положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;
- сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;
- принцип положительности и максимума эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;
- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);
- учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Начало расчетного периода определено как дата начала вложения средств в проектно-изыскательские работы. Время в расчетном периоде измеряется в годах и отсчитывается от фиксированного момента $t_0 = 0$, принимаемого за базовый (конец нулевого шага).

Эффективность ИПр оценивается в течение всего расчетного периода.

Для того чтобы ИПр, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным. При сравнении альтернативных ИПр предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта.

При оценке эффективности проекта учитываются различные аспекты фактора времени, в том числе неравноценность разновременных затрат и результатов.

При расчетах показателей эффективности учитываются только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных доходов вне данного проекта в перспективе, в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют.

Проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки от операционной деятельности.

Необходимо отметить, что для кредитных организаций финансирование ИПр в сфере централизованного теплоснабжения достаточно интересно по причине того, что здесь практически исключён риск отсутствия спроса на произведённую продукцию (в данном случае — это тепловая энергия).

Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности

- к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;
- к оттокам - производственные издержки, налоги.

Дисконтирование денежных потоков

Дисконтирование — это приведение всех денежных потоков в будущем (потоков платежей) к единому моменту времени в настоящем. Дисконтирование является базой для расчетов стоимости денег с учетом фактора времени.

Дисконтирование — это приведение будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t^0 . Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих или дефлированных ценах.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта (E), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на m -м шаге осуществляется путем умножения его значения f_m на коэффициент дисконтирования α_m , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}}$$

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий

(или иных участников). В качестве нее можно использовать коммерческую норму дисконта. Коммерческая норма дисконта определяется по формуле:

$$E = r + i$$

где r - обычный коэффициент дисконтирования;

i - индекс инфляции.

Показатели эффективности ИПр.

Цель расчёта показателей эффективности ИПр: определить условия успешной реализации ИПр с учётом интересов всех сторон (население, кредитор, ТСО).

Для расчёта эффективности инвестиций в систему централизованного теплоснабжения использована концепция дисконтирования.

В качестве основных показателей для расчета эффективности ИПр используются:

- Чистый приведенный доход (NPV);
- Дисконтированный срок окупаемости (DPP);
- Внутренняя норма доходности (IRR);
- Индекс рентабельности инвестиций (PI);
- Степень устойчивости проекта.

Чистый приведённый доход (NPV) – это разница между приведенным (дисконтированным) денежным доходом от инвестиционного проекта и единовременными затратами на инвестиции. Денежные доходы в данном случае понимаются как эффекты от внедряемых мероприятий.

$$NPV = -IC + \sum_{i=1}^n \frac{NCF_i}{(1+E)^i} \quad (12.1)$$

где n – срок жизни проекта;

NCF_i – чистый денежный поток за интервал времени t ;

E – норма дисконта;

i – номер года;

IC – инвестиции.

Достижение положительного значения NPV до истечения срока жизни проекта считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств, а отрицательное, наоборот, свидетельствует о неэффективности их использования.

Дисконтированный срок окупаемости (DPP) – продолжительность времени, за которое дисконтированные ожидаемые поступления денежных средств превышают дисконтированную величину вложений.

$$DPP = \frac{IC}{\sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+E)^i}} \quad (12.2)$$

Индекс рентабельности инвестиций:

$$PI = \frac{NPV}{IC} + 1 \quad (12.3)$$

Внутренняя норма доходности (IRR) – та ставка дисконтирования, при которой величина чистой дисконтированного эффекта равна приведённым инвестициям.

$$IRR = E_1 + \frac{NPV_{E1}}{NPV_{E1} - NPV_{E2}} \times (E_2 - E_1) \quad (12.4)$$

где E_1 и E_2 – норма дисконта, при которой NPV больше нуля и меньше нуля, соответственно.

Величина денежных средств рассчитана в соответствии с установленными сроками внесения налоговых платежей

Виды налогов, уровень их ставок принимаются в соответствии с действующим на момент разработки проекта законодательством Российской Федерации.

В соответствии с НК РФ (ст. 171 п. 6): «Вычетам подлежат суммы налога, предъявленные налогоплательщику подрядными организациями (застройщиками или техническими заказчиками) при проведении ими капитального строительства (ликвидации основных средств), сборке (разборке), монтаже (демонтаже) основных средств, суммы налога, предъявленные налогоплательщику по товарам (работам, услугам), приобретенным им для выполнения строительно-монтажных работ, и суммы налога, предъявленные налогоплательщику при приобретении им объектов незавершенного капитального строительства.»

В соответствии с НК РФ (ст. 172): «Вычеты сумм налога, предъявленных продавцами налогоплательщику при приобретении либо уплаченных при ввозе на территорию Российской Федерации и иные территории, находящиеся под ее юрисдикцией, основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов, указанных в пунктах 2 и 4 статьи 171 настоящего Кодекса, производятся в полном объеме после принятия на учет данных основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов»

Моменту принятия на учет ОС в инвестиционном анализе соответствует начало конца «0» года (или начало «1» года расчета). Следовательно, в момент принятия к учету основных средств, организация получает право на вычет в размере 20% от суммы произведенных затрат, и, либо возмещает сумму НДС, предъявленную к вычету (может быть возвращена кредитору), либо получает налоговый актив в том же размере. В обоих случаях сумма НДС, возвращенная таким образом, перестает участвовать в расчетах эффективности инвестиционного проекта в «1» год расчетов.

В связи с вышеизложенным, суммы НДС не учитываются при расчетах эффективности инвестиционных проектов, а стоимость затрат, цены на оборудование приводятся в прогнозируемых ценах без учета НДС.

Анализ чувствительности проекта

Задачей анализа является определение чувствительности показателей эффективности ИП к изменениям различных параметров и дает представление об устойчивости проекта к проявлению рыночных, операционных, финансовых рисков.

Анализ чувствительности проектов проводится по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- ставка процентов по кредиту;
- норма дисконта.

В процессе проведения анализа рассматривается относительное изменение одного из варьируемых факторов и фиксация произошедших изменений в результирующих показателях.

Анализ начинается с установления базового значения результирующего показателя (например, NPV) при фиксированном значении варьируемого параметра, влияющего на результат оценки проекта (например, цена на топливо). Далее рассчитывается изменение результата NPV при изменении цены на топливо в заданных границах вариации. Границы вариации параметров составляют $\pm 15\%$ с шагом изменения 5% .

Чем шире диапазон параметров, в котором показатели эффективности остаются в пределах приемлемых значений, тем выше запас прочности проекта, тем лучше он защищен от колебаний различных факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

Анализ чувствительности осуществляется в рамках оценки экономической эффективности ИПр на всех фазах жизненного цикла проекта.

12.3.2 Данные для расчётов показателей эффективности ИПр.

График финансирования проектов по реализации схемы теплоснабжения приведён в таблице 62.

Целью оценочного расчёта показателей эффективности является определение возможности реализации предложенных проектов за счёт средств инвестора при условии сохранения баланса интересов всех участников реализации проектов.

Для расчёта принимаются следующие параметры и допущения:

- валюта – рубль.
- расчёты проводятся в постоянных ценах 2025 года.
- реальная стоимость капитала учитывается дисконтированием денежных потоков.
- срок жизни проектов по источникам тепловой энергии составляет 20 лет, по тепловым сетям – 25 лет, наладка сетей – 15 лет;
- при расчётах НДС не учитывается;
- при расчётах прогнозируемый объём реализации тепловой энергии принят с учётом того, что весь объём тепловой энергии (Отэ) будет расчётной величиной.

Индексы-дефляторы Минэкономразвития РФ, прогнозы тарифов на энергоносители и воду для каждой теплоснабжающей организации приведены в таблице 63.

Экономический эффект от реализации проектов складывается из снижения постоянных издержек (заработная плата операторам котельных) и переменных издержек (снижение затрат энергоресурсов на производство и передачу тепловой энергии) после реализации проектов.

Возврат внебюджетных средств (частных инвестиций), предполагается за счёт экономического эффекта от реализации мероприятий, инвестиционной надбавки к тарифу и амортизационных отчислений обновлённых фондов.

Расчёт показателей эффективности ИПр выполнен с использованием вычислительных средств Microsoft Excel только по тем проектам, предусмотренным схемой теплоснабжения, реализация которых предполагает получение экономического эффекта. По остальным проектам расчёты не производились.

Таблицы расчёта показателей эффективности ИПр приведены в приложении 3.

В таблице 64 приведены результаты расчёта показателей эффективности ИПр.

Графики приведённого дисконтированного дохода представлены на рис. 13.

12.3.3 Общие выводы по инвестиционным проектам:

- 1) Расчёт показателей эффективности ИПр носит предварительный, оценочный характер. Цель расчёта показателей эффективности в данной работе - показать уровень привлекательности каждого проекта для потенциального инвестора.
- 2) Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения имеет срок окупаемости около двух лет, не требуя при этом значительных финансовых вложений.
- 3) Разработка рабочего инвестиционного проекта (инвестиционной программы) должна опираться на результаты комплексного энергообследования объектов СЦТ и возможности электронной модели системы теплоснабжения.
- 4) Основной риск для инвестора при реализации инвестиционных проектов – это неплатежи со стороны населения. При повышении уровня оснащённости потребителей узлами учёта тепловой энергии и значительном повышении энергоэффективности потребителей

тепловой энергии есть риск снижения полезного отпуска тепловой энергии и необоснованного завышения параметров реконструируемых СЦТ (УТМ котельных, диаметра сетей и т.д.).

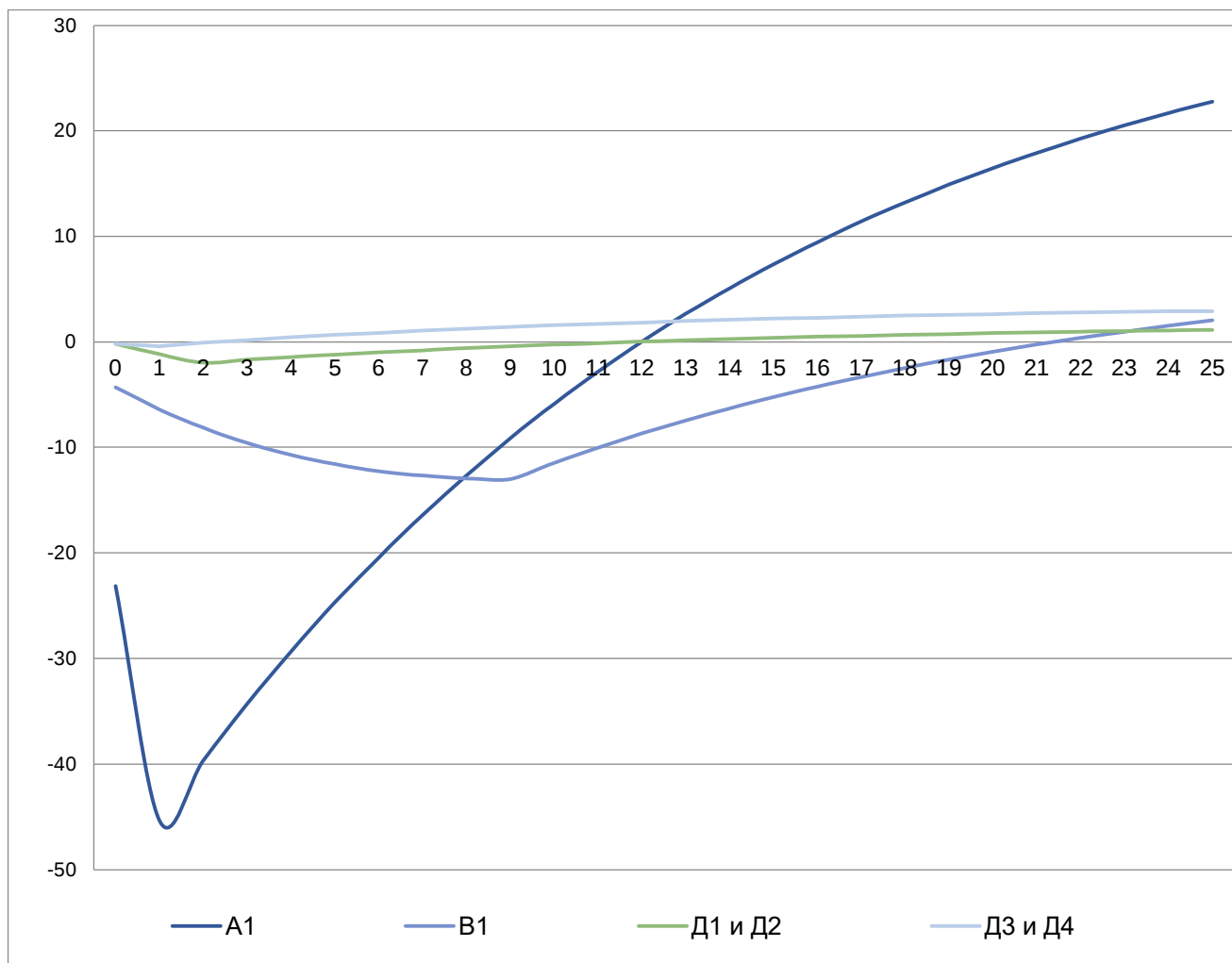


Рисунок 13 Графики приведённого дисконтированного дохода, млн. руб.

Часть 12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведены в главе 14.

Таблица 63 Индексы-дефляторы и прогноз роста цен на ТЭР.

№пп	Показатель	Источник данных	Ед.изм.	Значение показателя по годам расчетного периода																
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Индексы-дефляторы																			
1.1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, с учётом Сценарных условий функционирования экономики РФ ... на 2025 и плановый период с 2026 по 2027гг	у.е.	1,098	1,079	1,059	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
1.2	Рост цен на электроэнергию		у.е.	1,089	1,060	1,050	1,037	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032
1.3	Рост цен на газ природный		у.е.	1,112	1,082	1,040	1,037	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032
1.4	Рост совокупного платежа граждан за коммунальные услуги		у.е.	1,10	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,040	1,040	1,040
1.5	Рост цен на водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений		у.е.	1,07	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,040	1,040	1,040
2	Индексы-дефляторы нарастающим итогом																			
2.1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая нарастающим итогом	—	у.е.	1,10	1,18	1,25	1,30	1,36	1,41	1,47	1,53	1,59	1,65	1,72	1,79	1,86	1,93	2,01	2,09	2,17
2.2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке нарастающим итогом	—	у.е.	1,09	1,15	1,21	1,26	1,30	1,34	1,38	1,43	1,47	1,52	1,57	1,62	1,67	1,72	1,78	1,83	1,89
2.3	Рост цен на газ природный нарастающим итогом	—	у.е.	1,11	1,20	1,25	1,30	1,34	1,38	1,43	1,47	1,52	1,57	1,62	1,67	1,72	1,78	1,83	1,89	1,95
2.4	Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги нарастающим итогом	—	у.е.	1,10	1,16	1,21	1,26	1,31	1,36	1,41	1,47	1,53	1,59	1,65	1,72	1,79	1,86	1,93	2,01	2,09
2.5	Рост цен на водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений нарастающим итогом	—	у.е.	1,07	1,12	1,16	1,21	1,26	1,31	1,36	1,41	1,47	1,53	1,59	1,65	1,72	1,79	1,86	1,93	2,01
3	Прогноз тарифов на ТЭР для АО "Челябоблкоммунэнерго"																			
3.1	Средневзвешенный тариф на электроэнергию	данные на 2025гг. предоставленные АО "Челябоблкоммунэнерго"	руб/кВтч без НДС	<u>7.50</u>	8,17	8,66	9,09	9,43	9,73	10,04	10,36	10,69	11,04	11,39	11,75	12,13	12,52	12,92	13,33	13,75
3.2	Средневзвешенный тариф на природный газ		руб/м.куб. без НДС	<u>6.30</u>	6,86	7,27	7,64	7,92	8,17	8,44	8,70	8,98	9,27	9,57	9,87	10,19	10,51	10,85	11,20	11,55
3.3	Средневзвешенный тариф на воду		руб/м.куб. без НДС	<u>42.00</u>	44,77	46,88	48,75	50,70	52,73	54,84	57,03	59,31	61,69	64,15	66,72	69,39	72,16	75,05	78,05	81,17
4	Прогноз тарифов на ТЭР для МУП "Балык"																			
4.1	Средневзвешенный тариф на электроэнергию	данные на 2025гг. предоставленные МУП "Балык"	руб/кВтч без НДС	<u>8.70</u>	9,47	10,04	10,54	10,94	11,29	11,65	12,02	12,41	12,80	13,21	13,63	14,07	14,52	14,98	15,46	15,96
4.2	Средневзвешенный тариф на природный газ		руб/м.куб. без НДС	<u>6.25</u>	6,95	7,52	7,82	8,11	8,37	8,64	8,91	9,20	9,49	9,79	10,11	10,43	10,76	11,11	11,46	11,83
4.3	Средневзвешенный тариф на воду		руб/м.куб. без НДС	<u>42.00</u>	44,77	46,88	48,75	50,70	52,73	54,84	57,03	59,31	61,69	64,15	66,72	69,39	72,16	75,05	78,05	81,17
4	Прогноз тарифов на ТЭР для ООО "Стрела"																			
4.1	Средневзвешенный тариф на электроэнергию	данные на 2025гг. предоставленные ООО "Стрела"	руб/кВтч без НДС	<u>8.70</u>	9,47	10,04	10,54	10,94	11,29	11,65	12,02	12,41	12,80	13,21	13,63	14,07	14,52	14,98	15,46	15,96
4.2	Средневзвешенный тариф на природный газ		руб/м.куб. без НДС	<u>8.25</u>	9,17	9,93	10,32	10,70	11,05	11,40	11,76	12,14	12,53	12,93	13,34	13,77	14,21	14,66	15,13	15,61
4.3	Средневзвешенный тариф на воду		руб/м.куб. без НДС	<u>42.00</u>	44,77	46,88	48,75	50,70	52,73	54,84	57,03	59,31	61,69	64,15	66,72	69,39	72,16	75,05	78,05	81,17

Таблица 64 Показатели эффективности инвестиционных проектов (на основании данных приложения 3).

Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта	Инвестиции в проект (С), млн. руб.	Ставка дисконтирования, %	Суммарный ежегодный экономический эффект после реализации всех мероприятий в ценах 2025г., млн. руб.	Инвестиционная надбавка к тарифу, руб/Гкал	Срок жизни проекта, лет	Чистый приведённый доход (NPV), млн. руб.	Внутренняя норма доходности (IRR), %	Индекс рентабельности (PI), у.е.	Дисконтированный срок окупаемости (DDP), лет	Рекомендуемые источники инвестиций
A1	Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области.	48,02	12,0	3,76	0	20	16,48	10	1,34	10,0	бюджетные средства
B1	Реконструкция, модернизация и ремонт сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино" в с. Новобурино	54,33	12,0	1,29	200	25	2,95	14	1,05	<20	бюджетные средства и инвестиционная надбавка к тарифу
Д1 и Д2	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесной" и СЦТ "мкр. Совхозный".	2,28	12,0	0,22	0	20	0,85	48	1,37	4,0	внебюджетные источники (средства ТСО)
Д3 и Д4	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «ж/д ст. Муслумово» и СЦТ «пос. Муслумово».	0,41	12,0	0,27	0	20	2,62	70	7,39	2,0	внебюджетные источники (средства ТСО)

Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального округа.

Часть 13.1 Результаты оценки существующих и перспективных значений индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

Целевой показатель – это ожидаемая норма усовершенствования, установленная для конкретного процесса, продукта, услуги и т.д. Целевые значения устанавливаются в конкретных единицах (деньги, количество, процент, отношение...) и ориентированы на определенный период времени.

Для Кунашакского МО развитие системы теплоснабжения оценивается по индикаторам, применяемым раздельно:

- к системам теплоснабжения;
- к зонам деятельности ЕТО;
- к муниципальному округу в целом.

К индикаторам, характеризующим развитие существующей системы теплоснабжения, должны относиться:

- 1) индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны за счет ее расширения (сокращения);
- 2) индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой энергии в изолированной системе теплоснабжения;
- 3) индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям изолированной системы теплоснабжения;
- 4) индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития изолированных систем теплоснабжения.

Ожидается, что после реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения:

- Протяжённость сетей теплоснабжения СЦТ Кунашакского МО уменьшится с 31,71км (2025г.) до 30,26км (2035г.) в двухтрубном исчислении.
- Мощность котельных СЦТ Кунашакского МО увеличится с 27,14Гкал/ч (2025г.) до 27,22Гкал/ч (2035г.).

Данные о зафиксированных фактах нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также данные о применении санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации об естественных монополиях отсутствуют.

Необходимо регулярно сравнивать фактически достигнутые результаты с запланированными целевыми показателями, для своевременного выявления динамики изменений и принятия при необходимости корректирующих действий.

13.1.1 Индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения.

К индикаторам, характеризующим динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны, за счет ее расширения (сокращения) по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

- общая отапливаемая площадь жилых зданий;
- общая отапливаемая площадь общественно-деловых зданий;
- тепловая нагрузка всего, в том числе:
- в жилищном фонде, в том числе, для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;
- в общественно-деловом фонде, в том числе, для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения.
- расход тепловой энергии, всего, в том числе:
- в жилищном фонде для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;
- в общественно-деловом фонде том числе для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;
- удельная тепловая нагрузка в жилищном фонде;
- удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;
- градус-сутки отопительного периода;
- удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;
- удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде;
- удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде;
- средняя плотность тепловой нагрузки;
- средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;
- средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя;
- средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя.

Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в каждой СЦТ Кунашакского МО приведены в таблице 65.

Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 66, 67 и 68, соответственно.

Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в целом по СЦТ Кунашакского МО приведены в таблице 69.

Таблица 65 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в каждой СЦТ.

№пп	Составляющая баланса	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «мкр. №1»														
1	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	4753,0	5264,3	4769,9	4720,0	4932,0	5147,0	5147,0	6173,0	7063,0	7008,0	7008,0	7008,0
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	4753,0	5264,3	4769,9	4720,0	4932,0	5147,0	5147,0	6083,0	6878,0	6823,0	6823,0	6823,0
1.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	185,0	185,0	185,0	185,0
1.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
СЦТ «мкр. №2»														
1	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	9583,0	10726,5	9461,2	8980,0	9383,7	8943,0	8943,0	8906,0	8202,0	8165,5	8165,5	8165,5
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	9583,0	10726,5	9461,2	8980,0	9383,7	8943,0	8943,0	8906,0	8202,0	8165,5	8165,5	8165,5
1.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
СЦТ «мкр. Совхозный»														
1	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	2298,0	2821,0	2165,7	2682,2	2271,0	2271,0	2271,0	2271,0	1992,0	1992,0	1992,0	1992,0
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	2298,0	2821,0	2165,7	2682,2	2271,0	2271,0	2271,0	2271,0	1992,0	1992,0	1992,0	1992,0
1.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
СЦТ «Лесной»														
1	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	3871,7	2579,7	2240,2	3020,0	3488,4	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	3871,7	2579,7	2240,2	3020,0	3488,4	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2
1.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
СЦТ «Совхозная, 14-14А»														
1	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	—	—	—	нет данных	1059,0	1058,4	1058,4	1058,4	1058,4	1058,4	1058,4	1058,4
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	—	—	нет данных	681,0	680,9	680,9	680,9	680,9	680,9	680,9	680,9
1.2	ГВС	Гкал	—	—	—	нет данных	378,0	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5
1.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

№пп	Составляющая баланса	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «Новобурино»														
1	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	8864,6	8864,6	9985,9	11218,0	8343,6	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	10765,6
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	8864,6	8864,6	9985,9	11218,0	8343,6	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0
1.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	965,6
1.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,0
СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»														
1	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	2320,0	938,1	900,2	902,0	938,1	940,0	940,0	920,0	1751,6	1751,6	1751,6	1751,6
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	2320,0	938,1	900,2	902,0	938,1	940,0	940,0	920,0	1751,6	1751,6	1751,6	1751,6
1.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
СЦТ «пос. Муслюмово»														
1	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	2940,0	2113,4	2755,4	3012,0	3608,9	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	2940,0	2113,4	2755,4	3012,0	3608,9	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0
1.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 66 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в зонах действия СЦТ в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго».

№пп	Составляющая баланса	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	14336,0	15990,8	14231,1	13700,0	14315,7	14090,0	14090,0	14989,0	15080,0	14988,5	14988,5	14988,5
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	14336,0	15990,8	14231,1	13700,0	14315,7	14090,0	14090,0	14989,0	15080,0	14988,5	14988,5	14988,5
1.2	ГВС	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	технология	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 67 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в зонах действия СЦТ в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык».

№пп	Составляющая баланса	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	15034,3	14265,2	14391,8	16920,2	15162,1	16312,6	16312,6	16312,6	16033,6	16033,6	16033,6	16999,2
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	15034,3	14265,2	14391,8	16920,2	14784,1	15935,1	15935,1	15935,1	15656,1	15656,1	15656,1	15656,1
1.2	ГВС	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	378,0	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5	965,6
1.3	технология	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 68 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в зонах действия СЦТ в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела».

№пп	Составляющая баланса	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	5260,0	3051,5	3655,6	3914,0	4547,0	4556,0	4556,0	4536,0	5367,6	5367,6	5367,6	5367,6
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	5260,0	3051,5	3655,6	3914,0	4547,0	4556,0	4556,0	4536,0	5367,6	5367,6	5367,6	5367,6
1.2	ГВС	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	технология	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 69 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в целом по СЦТ Кунашакского МО.

№пп	Составляющая баланса	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	34630,3	33307,5	32278,6	34534,2	34024,7	34958,6	34958,6	35837,6	36481,2	36389,7	36389,7	37355,3
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	34630,3	33307,5	32278,6	34534,2	33646,7	34581,1	34581,1	35460,1	36103,7	36012,2	36012,2	36012,2
1.2	ГВС	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	378,0	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5	965,6
1.3	технология	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

13.1.2 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной (котельных).

К индикаторам, характеризующим динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной (котельных), должны относиться:

- установленная тепловая мощность котельной;
- присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах;
- доля резерва тепловой мощности котельной;
- отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе на цели отопления и вентиляции, на цели горячего водоснабжения;
- удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной;
- коэффициент полезного использования теплоты топлива;
- число часов использования установленной тепловой мощности;
- удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя;
- частота отказов с прекращением подачи тепловой энергии от котельной;
- относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной;
- доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с установленной тепловой мощностью меньше, либо равной 10 Гкал/ч;
- доля котельных, оборудованных приборами учета.

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии отдельно по каждой СЦТ приведены в таблице 70.

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 71, 72 и 73, соответственно.

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в целом по СЦТ Кунашакского МО и приведены в таблице 74.

13.1.3 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям.

К индикаторам, характеризующим динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям системы теплоснабжения, по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

- протяженность тепловых сетей, в том числе, магистральных и распределительных;
- материальная характеристика тепловых сетей, в том числе магистральных и распределительных;
- средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, в том числе магистральных и распределительных;
- удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, теплопотребляющая установка которого подключена к системе теплоснабжения;
- присоединенная тепловая нагрузка;
- относительная материальная характеристика;

- нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях магистральных, распределительных;
- относительные нормативные потери в тепловых сетях;
- линейная плотность передачи тепловой энергии по тепловым сетям;
- количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению подачи тепловой энергии потребителям;
- удельная повреждаемость тепловых сетей магистральных, распределительных;
- тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения));
- доля потребителей, присоединенных по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепловой энергии в тепловые сети);
- фактический расход теплоносителя;
- удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде;
- нормативная подпитка тепловой сети;
- фактическая подпитка тепловой сети;
- расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя;
- удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии.

Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей отдельно по каждой СЦТ Кунашакского МО приведены в таблице 75.

Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей в зонах деятельности ЕТО №001, ЕТО №002, и ЕТО №003 представлены в таблицах 76, 77 и 78, соответственно.

Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей в целом по СЦТ Кунашакского МО и приведены в таблице 79.

Таблица 70 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии каждой СЦТ.

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «мкр. №1»														
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	2,81	2,81	2,81	2,81	2,80	2,80	2,79	3,23	3,60	3,57	3,57	3,57
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	62,7	62,7	62,7	62,7	62,9	62,9	62,9	57,5	52,8	53,2	53,2	53,3
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	6,486	5,504	6,551	6,451	6,451	6,666	6,651	7,662	8,537	8,467	8,453	8,438
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т./Гкал	166,2	160,0	169,4	164,6	149,0	167,3	167,3	166,8	166,5	166,5	166,5	166,6
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	87,9	91,7	86,3	88,8	98,1	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	829	707	838	825	825	852	850	976	1086	1077	1075	1074
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	29,1	29,5	29,9	29,9	29,9
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	29
СЦТ «мкр. №2»														
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,52	5,52	5,50	5,12	5,10	5,10	5,10
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	34,1	34,1	34,1	34,0	34,0	28,8	28,8	29,1	33,8	34,1	34,1	34,1
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	10,231	10,833	9,664	9,607	9,607	9,503	9,503	9,466	8,762	8,726	8,726	8,726
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т./Гкал	163,1	158,4	158,0	164,6	149,0	167,1	167,1	167,1	167,4	167,4	167,4	167,4
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	89,3	91,9	92,3	88,6	97,9	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	1304	1379	1233	1226	1226	1213	1213	1208	1120	1116	1116	1116
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,9	17,0	17,1	17,1	17,1
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	12	13	14	15	11	6	7	8	9	10	11	16

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «мкр. Совхозный»														
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	1,08	1,08	1,08	1,08	1,06	1,06	1,06	1,06	0,94	0,94	0,94	0,94
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	15,4	15,4	15,4	15,4	16,9	16,9	16,9	16,9	26,4	26,4	26,4	26,4
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	2,586	3,109	2,454	2,510	2,586	2,586	2,586	2,586	2,291	2,291	2,291	2,291
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т./Гкал	168,4	149,6	170,1	155,4	140,0	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	92,3	95,5	84,0	91,9	102,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	2154	2379	1877	1921	1978	1978	1978	1978	1753	1753	1753	1753
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	27
СЦТ «Лесной»														
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,65	1,64	1,62	1,61
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	-23,0	-23,0	-23,0	-23,0	-23,0	-23,0	-23,0	1,9	2,6	3,2	4,1	4,8
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	4,460	3,169	2,240	2,390	4,059	3,754	3,754	3,725	3,671	3,622	3,557	3,501
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т./Гкал	164,7	175,5	248,1	179,6	163,9	157,4	157,4	155,7	155,7	155,7	155,8	155,8
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	91,4	81,4	57,6	79,5	92,3	92,0	92,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	3416	2303	1628	1737	3124	2765	2765	2195	2164	2136	2097	2065
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	8	9	10	11	7	8	9	0	1	2	3	8

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «Совхозная, 14-14А»														
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	—	—	—	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	—	—	—	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	—	—	—	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	—	—	—	нет данных	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т./Гкал	—	—	—	нет данных	157,8	156,1	156,1	156,1	156,1	156,1	156,1	156,1
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	—	—	—	нет данных	91,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	—	—	—	нет данных	2094	2093	2093	2093	2093	2093	2093	2093
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	—	—	—	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	—	—	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	—	—	—	0	1	2	3	4	5	6	7	12
СЦТ «Новобурино»														
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,22	4,22	4,21	4,36
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	17,1	17,2	17,3	17,4	14,5
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	10,077	10,077	9,603	9,710	9,528	10,984	10,984	10,984	10,961	10,938	10,915	11,825
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т./Гкал	165,0	165,0	190,0	191,2	184,6	183,6	183,6	156,0	156,0	156,0	156,0	155,9
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	90,0	90,0	78,2	77,8	80,8	80,8	80,8	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	1935	1935	1844	1867	1836	2105	2105	2139	2134	2130	2125	2302
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	6	7	8	9	10	11	12	0	1	2	3	8

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»														
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	0,92	0,92	0,67	0,67	0,56	0,56	0,56	0,55	1,00	1,00	1,00	1,00
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	-6,8	-6,8	21,5	21,6	34,6	34,6	34,6	35,9	-15,1	-15,1	-15,1	-15,1
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	2,460	1,013	0,972	0,902	1,013	1,015	1,015	0,995	1,931	1,931	1,931	1,931
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т./Гкал	179,2	164,3	171,2	158,9	164,3	160,7	152,4	144,9	136,2	130,1	130,1	130,1
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	84,6	89,5	86,0	89,9	89,5	91,5	96,5	101,5	106,5	111,5	111,5	111,5
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	2966	1185	1139	1025	1185	1188	1188	1165	2229	2229	2229	2229
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	27
СЦТ «пос. Муслюмово»														
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	0,71	0,71	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	54,7	54,7	39,7	40,0	40,4	40,4	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	3,006	2,282	2,976	3,012	3,679	3,686	3,683	3,683	3,683	3,683	3,683	3,683
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т./Гкал	163,5	135,6	103,4	110,8	86,9	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5	155,4	155,4
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	89,9	105,8	138,6	128,9	165,8	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	1886	1398	1821	1837	2262	2266	2264	2264	2264	2264	2247	2247
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	26

Таблица 71 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии СЦТ в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго».

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	7,91	7,91	7,91	7,92	7,90	8,32	8,31	8,73	8,72	8,67	8,67	8,67
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной по РТМ	%	48,4	48,4	48,4	48,3	48,4	45,9	45,9	43,3	43,3	43,6	43,6	43,7
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	16,717	16,337	16,215	16,058	16,058	16,169	16,154	17,128	17,299	17,193	17,178	17,164
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т/Гкал	164,3	158,9	162,6	164,6	149,0	167,2	167,2	167,0	167,0	167,0	167,0	167,0
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	90,7	89,2	75,0	80,1	98,0	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	1125	1047	918	938	1026	1032	1031	1092	1103	1096	1096	1095
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя получающего услуги централизованного теплоснабжения	МВт/тыс. чел	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,4	21,6	21,7	21,7	21,7
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	13	14	15	16	14	13	14	15	16	17	18	23
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных, оборудованных приборами учета тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Таблица 72 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии СЦТ в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык».

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	8,10	8,10	8,10	8,62	8,62	8,62	8,62	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	6,97	6,97	6,97	7,34	7,32	7,32	7,32	7,31	7,17	7,15	7,13	7,27
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной по РТМ	%	11,9	11,9	11,9	12,8	13,1	13,1	13,1	14,7	16,3	16,5	16,7	15,1
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	17,123	16,355	14,297	14,611	17,248	18,399	18,399	18,370	17,997	17,925	17,837	18,691
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т/Гкал	165,4	164,1	195,7	183,2	171,4	172,7	172,7	155,8	155,8	155,9	155,9	155,8
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	90,7	89,2	75,0	80,1	86,6	84,9	84,9	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	2107	2060	2045	1904	1904	2191	2191	2123	2080	2072	2062	2160
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя получающего услуги централизованного теплоснабжения	МВт/тыс. чел	4,0	4,0	4,0	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	7	8	9	10	10	11	12	3	4	5	6	11
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала	%	66	66	66	66	75	75	75	100	100	100	100	100
12.	Доля котельных, оборудованных приборами учета тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Таблица 73 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии СЦТ в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела»

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	1,63	1,63	1,63	1,62	1,50	1,50	1,50	1,49	1,94	1,94	1,94	1,94
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной по РТМ	%	33,3	33,3	33,3	33,6	38,4	38,4	38,5	38,9	21,1	21,1	21,1	21,1
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	5,466	3,296	3,948	3,914	4,692	4,701	4,698	4,678	5,614	5,614	5,614	5,614
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т/Гкал	170,6	144,4	120,1	121,9	103,6	157,4	155,6	154,1	149,5	147,4	146,7	146,7
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	87,4	100,1	120,2	117,2	139,7	91,9	93,0	93,9	96,6	97,9	98,0	98,0
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	2263	1324	1583	1553	1886	1889	1888	1880	2251	2251	2241	2241
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя получающего услуги централизованного теплоснабжения	МВт/тыс. чел	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4	5
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	26
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала	%	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
12.	Доля котельных, оборудованных приборами учета тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Таблица 74 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии СЦТ в целом по округу.

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	26,62	26,62	26,62	27,14	27,14	27,14	27,14	27,22	27,22	27,22	27,22	27,22
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	16,51	16,51	16,51	16,88	16,72	17,13	17,13	17,53	17,83	17,76	17,74	17,87
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной по РТМ	%	35,9	35,9	35,9	35,7	36,3	34,8	34,8	33,7	32,6	32,9	32,9	32,5
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	39,305	35,987	34,460	34,583	37,998	39,269	39,250	40,175	40,910	40,732	40,628	41,468
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т/Гкал	165,7	160,0	171,4	167,6	153,6	179,4	179,2	169,7	169,3	169,0	168,9	169,1
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	89,4	91,3	85,2	87,1	95,7	79,6	79,7	84,2	84,4	84,5	84,6	84,5
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	1531	1382	1324	1302	1440	1480	1479	1495	1522	1515	1510	1541
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя получающего услуги централизованного теплоснабжения	МВт/тыс. чел	9,3	9,3	9,3	9,4	9,4	9,4	9,4	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	11	12	13	13	13	12	13	11	12	13	14	19
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала	%	50	50	50	50	50	50	50	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5
12.	Доля котельных, оборудованных приборами учета тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Таблица 75 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей отдельно по каждой СЦТ.

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «мкр. №1»														
1.	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, в том числе:	км	8,41	8,41	8,41	8,41	8,96	8,96	8,96	8,86	8,76	8,66	8,20	8,20
1.1	сети теплоснабжения	км	8,41	8,41	8,41	8,41	8,96	8,96	8,96	8,86	8,76	8,66	8,20	8,20
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,15	1,14	1,13	1,07	1,07
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,15	1,14	1,13	1,07	1,07
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10
3.1	сети теплоснабжения	лет	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	1,678	1,678	1,678	1,678	1,789	1,789	1,789	1,803	1,811	1,813	1,717	1,717
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,87	3,25	3,22	3,22	3,22
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	479,9	479,9	479,9	479,9	479,9	479,9	479,9	395,4	344,8	343,6	325,3	325,3
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	1733	1730	1730	1730	1730	расчёт не выполнялся						
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	27	31	26	27	27	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однотрубное исчисл.)	Гкал/м	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
	водоснабжения из систем отопления (открытая схема)													
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	113	113	113	113	112	112	112	129	144	143	143	143
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	0,498	нет данных	0,000	0,011	0,011	3,13	3,13	2,68	2,40	2,42	2,42	2,42
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,96	3,03	3,03	3,03	3,03
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,3	н.д.	0,0	0,0	0,0	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	0,21	нет данных	0,21	0,20	0,20	0,21	0,21	0,25	0,28	0,28	0,28	0,28
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	43,77	нет данных	44,98	42,93	41,19	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
СЦТ «мкр. №2»														
1.	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, в том числе:	км	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,40	7,30	7,15	6,96	6,96
1.1	сети теплоснабжения	км	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,40	7,30	7,15	6,96	6,96
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,87	0,86	0,84	0,82	0,82
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,87	0,86	0,84	0,82	0,82
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10
3.1	сети теплоснабжения	лет	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,791	0,785	0,771	0,751	0,751
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	4,82	4,82	4,82	4,83	4,83	4,83	4,83	4,81	4,43	4,41	4,41	4,41
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	183,3	183,3	183,3	182,9	182,9	182,9	182,9	181,0	193,9	190,7	185,7	185,7
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	648	627	627	627	627	расчёт не выполнялся						
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	6	6	6	7	7	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однотрубное исчисл.)	Гкал/м	1,3	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	204	204	204	204	204	221	221	220	205	204	204	204
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	0,107	нет данных	0,263	0,067	0,064	1,50	1,50	1,50	1,58	1,59	1,59	1,59
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,39	2,32	2,32	2,32	2,32
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,1	н.д.	0,3	0,1	0,1	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	0,29	нет данных	0,28	0,28	0,28	0,27	0,27	0,27	0,25	0,24	0,24	0,24
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	29,90	нет данных	29,60	31,52	30,24	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
СЦТ «мкр. Совхозный»														
1.	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, в том числе:	км	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,38	1,38	1,38	1,38
1.1	сети теплоснабжения	км	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,38	1,38	1,38	1,38
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	≈7	≈8	≈9	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10
3.1	сети теплоснабжения	лет	≈7	≈8	≈9	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10	≈10
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,240	0,240	0,240	0,240
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98	0,86	0,86	0,86	0,86
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	133	133	133	133	136	136	136	136	140	140	140	140
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	244	244	244	244	244	244	244	244	244	расчёт не выполнялся		
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	244	244	244	244	244	244	244	244	244	расчёт не выполнялся		
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	9,4	7,8	9,9	9,7	9,4	9,4	9,4	9,4	10,6	расчёт не выполнялся		
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однотрубное исчисл.)	Гкал/м	1,5	1,9	1,4	1,8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	43	43	43	43	42	42	42	42	37	37	37	37
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0,92	0,92	0,92	0,99	0,99	0,99	0,99
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,35	0,35	0,35	0,35

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	нет данных	0,1	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	нет данных	20,5	27,33	23,25	25,48	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
СЦТ «Лесной»														
1.	Протяженность тепловых сетей в одноконтурном исчислении, в том числе:	км	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74
1.1	сети теплоснабжения	км	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	≈8	≈9	≈10	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11
3.1	сети теплоснабжения	лет	≈8	≈9	≈10	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11	≈11
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (одноконтурное исчисл.)	Гкал/м	0,8	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	6	21	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	67	67	67	67	67	67	67	66	66	65	65	64
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	0,64	0,5	0,48	0,37	0,58	0,48	0,48	0,25	0,19	0,19	0,19	0,19
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	164,41	186,8	214,95	123,18	165,23	150,0	150,0	80,0	60,0	60,0	60,0	60,0
СЦТ «Совхозная, 14-14А»														
1.	Протяженность тепловых сетей в однострунном исчислении, в том числе:	км	—	—	—	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
1.1	сети теплоснабжения	км	—	—	—	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
1.2	горячего водоснабжения	км	—	—	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	—	—	—	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	—	—	—	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	—	—	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	—	—	—	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	12,0
3.1	сети теплоснабжения	лет	—	—	—	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	12,0
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	—	—	—	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	—	—	—	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	—	—	—	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

№ п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	—	—	—	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	—	—	—	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	—	—	—	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однотрубное исчисл.)	Гкал/м	—	—	—	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	—	—	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	—	—	—	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	—	—	—	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	—	—	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	—	—	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	—	—	—	15	15	15	15	15	15	15	15	15
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	—	—	—	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	—	—	—	—	—	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	—	—	—	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	—	—	—	н.д.	н.д.	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	—	—	—	н.д.	н.д.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	—	—	—	н.д.	н.д.	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
СЦТ «Новобурино»														
1.	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, в том числе:	км	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73
1.1	сети теплоснабжения	км	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	24,0	23,0	22,0	21,0	20,0	10,0
3.1	сети теплоснабжения	лет	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	24,0	23,0	22,0	21,0	20,0	10,0
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	0,579	0,579	0,579	0,579	0,579	0,579	0,579	0,579	0,579	0,579	0,579	0,579
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	4,12
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	215,4
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	1310	1310	1310	1310	1310	1310	1310	1310	1310	расчёт не выполнялся		
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	1310	1310	1310	1310	1310	1310	1310	1310	1310	расчёт не выполнялся		
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	13,0	13,0	13,6	13,5	13,8	11,9	11,9	11,9	12,0	расчёт не выполнялся		
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однотрубное исчисл.)	Гкал/м	1,3	1,3	1,5	1,7	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	218
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	нет данных	нет данных	25,751	22,286	30,376	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,23
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,37
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	нет данных	нет данных	0,26	0,25	0,25	0,27	0,26	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	нет данных	нет данных	25,75	22,29	30,38	28,0	27,0	26,0	25,0	25,0	25,0	23,0
СЦТ «ж/д ст. Муслумово»														
1.	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, в том числе:	км	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
1.1	сети теплоснабжения	км	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
3.1	сети теплоснабжения	лет	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	0,551	0,551	0,551	0,551	0,551	0,551	0,551	0,551	0,551	0,551	0,551	0,551
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,87	0,87	0,62	0,62	0,51	0,51	0,51	0,50	0,94	0,94	0,94	0,94
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	158,3	158,3	221,7	221,7	271,6	271,6	271,6	277,5	145,8	145,8	145,8	142,8
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однотрубное исчисл.)	Гкал/м	1,4	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	1,1	1,1	1,1	1,1
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	46	46	34	34	28	28	28	27	50	50	50	50
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	нет данных	0,107	0,111	0,050	0,107	2,09	2,09	2,12	1,38	1,38	1,38	1,38
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,43	0,43	0,43	0,43
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	н.д.	0,0	0,0	0,0	0,0	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	0,14	0,0	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,05	0,05	0,05	0,05
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	60,34	31,4	38,23	37,37	31,39	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
СЦТ «пос. Муслимово»														
1.	Протяженность тепловых сетей в одноконтурном исчислении, в том числе:	км	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
1.1	сети теплоснабжения	км	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	10,0	8,5	9,5	10,5	11,5	11,5	11,5	11,5
3.1	сети теплоснабжения	лет	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	10,0	8,5	9,5	10,5	11,5	11,5	11,5	11,5
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,69	0,69	0,93	0,92	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	138,1	138,1	102,3	102,9	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однотрубное исчисл.)	Гкал/м	7,2	5,1	6,7	7,3	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	35	35	48	48	47	47	47	47	47	47	47	47
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	н.д.	0,014	0,009	0,011	0,028	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	н.д.	0,0	0,0	0,0	0,0	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	0,10	0,1	0,05	0,05	0,03	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	34,21	25,7	18,25	15,27	9,54	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

Таблица 76 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ в зоне деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго».

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.	Протяженность тепловых сетей в однострунном исчислении, в том числе:	км	15,93	15,93	15,93	15,93	16,47	16,47	16,47	16,26	16,06	15,81	15,16	15,16
1.1	сети теплоснабжения	км	15,93	15,93	15,93	15,93	16,47	16,47	16,47	16,26	16,06	15,81	15,16	15,16
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,02	2,00	1,97	1,89	1,89
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,02	2,00	1,97	1,89	1,89
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10
3.1	сети теплоснабжения	лет	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	1,125	1,125	1,125	1,125	1,166	1,166	1,166	1,163	1,160	1,150	1,102	1,102
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,25	7,25	7,25	7,26	7,26	7,26	7,26	7,68	7,68	7,63	7,63	7,63
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	283	283	283	282	282	282	282	262	258	256	245	245
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	2381	2357	2357	2357	2357	расчёт не выполнялся						
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	2381	2357	2357	2357	2357	расчёт не выполнялся						
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однострунное исчисл.)	Гкал/м	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

N п/п	Наименование показателя	ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	316	316	316	317	316	333	332	349	349	347	347	347
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	нет данных	нет данных	0,175	0,048	3,228	3,28	3,28	3,13	3,11	3,12	3,12	3,12
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	нет данных	нет данных	0,3	0,1	0,1	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	0,49	нет данных	0,49	0,49	0,49	0,47	0,47	0,51	0,53	0,53	0,53	0,53
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	34,50	нет данных	34,75	35,45	34,01	33,7	33,7	34,3	35,1	35,0	35,0	35,0

Таблица 77 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ в зоне деятельности ЕТО №002: МУП «Балык».

N п/п	Наименование показателя	ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.	Протяженность тепловых сетей в однострунном исчислении, в том числе:	км	12,99	12,99	12,99	13,17	13,17	13,17	13,17	13,17	13,03	13,03	13,03	13,03
1.1	сети теплоснабжения	км	12,99	12,99	12,99	13,17	13,17	13,17	13,17	13,17	13,03	13,03	13,03	13,03
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	1,39	1,39	1,39	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,40	1,40	1,40	1,40
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	1,39	1,39	1,39	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,40	1,40	1,40	1,40
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	16,0	17,0	18,0	17,3	18,3	19,3	18,3	17,3	16,3	15,3	14,3	9,3
3.1	сети теплоснабжения	лет	16,0	17,0	18,0	17,3	18,3	19,3	18,3	17,3	16,3	15,3	14,3	9,3
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	0,297	0,297	0,297	0,301	0,301	0,301	0,301	0,301	0,298	0,298	0,298	0,298
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	6,50	6,50	6,50	6,86	6,84	6,84	6,84	6,84	6,72	6,72	6,72	6,88
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	214	214	214	205	206	206	206	206	208	208	208	202
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	1789	расчёт не выполнялся						
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	1789	расчёт не выполнялся						
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	10	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однотрубное исчисл.)	Гкал/м	1,2	1,1	1,1	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.1	магистральных	ед./км/год						0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0

N п/п	Наименование показателя	ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	321	321	321	336	335	335	335	335	329	328	327	334
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	нет данных	нет данных	0,175	0,048	2,116	1,97	1,97	1,97	1,99	1,99	1,99	1,89
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	3,66	3,66	3,66	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,70	3,70	3,70	3,73
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	нет данных	нет данных	0,80	0,68	нет данных	0,84	0,83	0,60	0,52	0,52	0,52	0,52
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	нет данных	нет данных	55,44	40,45	нет данных	51,5	50,9	36,7	32,3	32,3	32,3	30,6

Таблица 78 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ в зоне деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела».

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.	Протяженность тепловых сетей в одноконтурном исчислении, в том числе:	км	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07
1.1	сети теплоснабжения	км	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	< 12,6	< 12	< 10,3	9,4	10,0	≈8,5	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10
3.1	сети теплоснабжения	лет	< 12,6	< 12	< 10,3	9,4	10,0	≈8,5	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,56	1,56	1,55	1,54	1,42	1,42	1,42	1,41	1,86	1,86	1,86	1,86
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	149	149	150	151	164	164	164	165	125	125	125	124
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	207	202	198	198	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	207	202	198	198	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	4	6	5	5	нет данных	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (одноконтурное исчисл.)	Гкал/м	2,5	1,5	1,8	1,9	2,2	2,2	2,2	2,2	2,6	2,6	2,6	2,6
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	76	168	195	1	5	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	магистральных	ед./км/год												
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

N п/п	Наименование показателя	ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	82	82	81	81	75	75	75	74	97	97	97	97
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	нет данных	0,043	0,034	0,020	0,044	1,23	1,23	1,23	1,18	1,18	1,18	1,18
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,72	0,72	0,72	0,72
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	нет данных	0,0	0,0	0,0	0,0	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	0,24	0,1	0,08	0,08	0,06	0,12	0,12	0,12	0,14	0,14	0,14	0,14
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	45,74	27,5	23,17	20,36	14,05	26,0	26,0	26,0	26,6	26,6	26,6	26,6

Таблица 79 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей в целом по округу.

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
1.	Протяженность тепловых сетей в одноконтурном исчислении, в том числе:	км	30,99	30,99	30,99	31,17	31,71	31,71	31,71	31,50	31,16	30,91	30,26	30,26
1.1	сети теплоснабжения	км	30,99	30,99	30,99	31,17	31,71	31,71	31,71	31,50	31,16	30,91	30,26	30,26
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	3,68	3,68	3,68	3,69	3,69	3,69	3,69	3,67	3,63	3,60	3,52	3,52
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	3,68	3,68	3,68	3,69	3,69	3,69	3,69	3,67	3,63	3,60	3,52	3,52
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	≈12,5	≈13,5	≈12,7	≈13	≈14	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
3.1	сети теплоснабжения	лет	≈12,5	≈13,5	≈12,7	≈13	≈14	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	0,538	0,538	0,538	0,541	0,552	0,552	0,552	0,549	0,545	0,541	0,529	0,529
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	15,31	15,31	15,30	15,66	15,52	15,52	15,52	15,93	16,26	16,21	16,21	16,37
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	240,1	240,1	240,3	235,7	237,9	237,9	237,9	229,4	222,4	221,1	216,1	213,5
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	расчёт не выполнялся						
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (одноконтурное исчисл.)	Гкал/м	1,3	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

N п/п	Наименование показателя	ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
12.	Тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Доля потребителей, присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	719	719	719	734	726	743	742	758	775	772	771	778
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	2,40	2,40	2,36	2,33	2,34	2,34	2,28
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	9,58	9,58	9,58	9,64	9,64	9,64	9,64	9,71	9,77	9,77	9,77	9,80
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	нет данных	нет данных	0,96	0,95	нет данных	1,08	1,07	1,09	1,11	1,10	1,09	1,10
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	нет данных	нет данных	29,77	27,39	нет данных	27,4	27,3	27,2	27,1	27,0	26,9	26,5

13.1.4 Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения.

К индикаторам, характеризующим реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения по годам расчетного периода схемы теплоснабжения, должны относиться:

- плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии;
- освоение инвестиций, в процентах от плана;
- плановая потребность в инвестициях в тепловые сети;
- освоение инвестиций в тепловые сети, в процентах от плана;
- план инвестиций на переход к закрытой системе горячего водоснабжения;
- всего инвестиций накопленным итогом;
- освоение инвестиций в переход к закрытой системе горячего водоснабжения;
- всего плановая потребность в инвестициях;
- всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом;
- источники инвестиций, в том числе собственные средства; средства за счет присоединения потребителей; средства бюджетов бюджетной системы РФ;
- тариф на производство тепловой энергии;
- тариф на передачу тепловой энергии;
- тариф на теплоноситель;
- конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС);
- тариф на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- индикатор изменения конечного тарифа на тепловую энергию для потребителя.

Часть 13.2 Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения муниципального округа с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы.

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ, выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения сельских поселений, действовавших на территории Кунашакского округа (района).

Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения округа с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения не выполнялось.

Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия

Часть 14.1 Общие положения.

Для анализа влияния строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии (*прогноз тарифных последствий на перспективный период*) разрабатываются тарифно-балансовые расчётные модели теплоснабжения потребителей (ТБМ).

ТБМ разрабатываются в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, утверждёнными Приказом Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения...».

Показатели производственных программ, принятые при расчетах ценовых последствий реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения, определены с учетом:

- плановых объемов полезного отпуска тепловой энергии (мощности), с учетом изменения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии на перспективный период;
- изменения технико-экономических показателей, в том числе показателей энергосбережения и энергоэффективности по СЦТ;
- ввода в эксплуатацию объектов инвестирования и завершения реализации мероприятий схемы теплоснабжения к 2041г.

Реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется путем разработки и реализации каждой из теплоснабжающей организации (ТСО), в зоне действия которых схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия инвестиционной программы (ИП) ТСО.

В рамках разработки ИП ТСО готовит и направляет в орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения следующую информацию:

- уточненные данные по объему необходимых капитальных вложений на реализацию мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения;
- предложения ТСО по источникам финансирования капитальных вложений и условиям их привлечения/возврата/обслуживания;
- другие материалы, характеризующие инвестиционную деятельность организации и требующие учета в ИП.

При разработке ИП важно достичь компромисса интересов всех участников рынка (ТСО, потребители, кредитные организации, инвесторы, муниципалитет).

По результатам рассмотрения полученных от ТСО проекта ИП и обосновывающих материалов, орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения уполномочен утвердить ИП (*тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей, тариф на подключение новых потребителей*) с учетом предложений ТСО в рамках действующего законодательства в сфере теплоснабжения.

В случае корректировки схемы теплоснабжения или изменения условий реализации ИП или по результатам мониторинга целевого использования привлеченных инвестиционных ресурсов, возможны корректировки ИП и величины тарифа на подключение новых потребителей и инвестиционной составляющей, подлежащей включению в тариф на тепловую энергию, в рамках ежегодного пересмотра и установления цен (тарифов) органом тарифного регулирования.

На основании вышеизложенного, расчеты ценовых последствий для потребителей, приведенные в настоящей главе, носят оценочный характер, иллюстрируют принципиальную возможность ТСО профинансировать мероприятия, предусмотренные схемой теплоснабжения, дают индикативную оценку прогнозных тарифов на тепловую энергию для потребителей

(тарифов на подключение новых потребителей) на перспективный период и должны быть уточнены ТСО при разработке ИП.

Часть 14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.

ТБМ формируются на основе нижеприведённых показателей и отражают их изменение по годам реализации схемы теплоснабжения:

- Индексы-дефляторы МЭР;
- Баланс тепловой мощности;
- Баланс тепловой энергии;
- Топливный баланс;
- Баланс теплоносителей;
- Балансы электрической энергии;
- Балансы холодной воды питьевого качества;
- Тарифы на покупные энергоносители и воду;
- Производственные расходы товарного отпуска;
- Производственная деятельность;
- Инвестиционная деятельность;
- Финансовая деятельность;
- Проекты схемы теплоснабжения.

Индексы-дефляторы МЭР установлены в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2035г. разработанные Минэкономразвития России. Индексы-дефляторы МЭР применяются с целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности ТСО и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет. Индексы-дефляторы МЭР и прогноз изменения цен на ТЭР на период до 2041г. приведены в таблице 63.

При разработке ТБМ учитывается перспективный прирост тепловой нагрузки и объёмов потребления тепловой энергии (см. Главы 2,4 и 10).

В ТБМ при расчётах необходимой валовой выручки (НВВ) приняты следующие статьи расходов:

Операционные расходы на производство и на передачу тепловой энергии:

- расходы на приобретение сырья и материалов;
- расходы на ремонт основных средств;
- расходы на оплату труда;
- расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями;
- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и других работ и услуг;
- расходы на служебные командировки;
- расходы на обучение персонала;
- лизинговые платежи и арендная плата;
- другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам, за исключением амортизации основных средств и нематериальных активов и расходов на погашение и обслуживание заемных средств.

Неподконтрольные расходы, в том числе:

- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности;
- расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, включая плату за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов, а также расходы на обязательное страхование;
- концессионная плата;
- арендная плата;
- расходы по сомнительным долгам;
- расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним;
- налог на прибыль.

Расходы на ресурсы, в том числе:

- затраты на топливо;
- затраты на покупную электроэнергию, тепловую энергию, воду и создание нормативных запасов топлива.

Прибыль, в том числе:

- нормативная прибыль;
- предпринимательская прибыль.

ТБМ по каждой системе теплоснабжения разрабатывается с использованием вычислительных средств «Microsoft Excel» в виде файла табличного редактора.

Прогноз тарифов на тепловую энергию выполняется в 2-х модельных базах:

- с учетом реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения
- без учета реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения (с учетом ИПЦ, установленного МЭР к действующему тарифу на тепловую энергию).

ТБМ разрабатываются в соответствии с нормативными документами, определяющими требования к расчету тарифов методом индексации (см. [40] и [13]). При расчётах по статьям расходов принято:

Операционные расходы на производство и передачу тепловой энергии на перспективный период определены с учётом ИПЦ на основе базового уровня операционных расходов, установленного региональным тарифным органом на 2025г. при утверждении тарифа.

Операционные расходы на производство и передачу тепловой энергии принимаются на основании долгосрочных параметров регулирования, установленных на долгосрочный период регулирования для формирования тарифов с использованием метода индексации. Операционные расходы на производство и передачу тепловой энергии на перспективный период определяются с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г.

Затраты на вспомогательные материалы рассчитывались пропорционально изменению объёма выработки тепловой энергии с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г.

Размер арендной платы за производственные объекты определяется на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г. с прогнозируемым постепенным снижением сумм начисляемой аренды.

Отчисления на социальные нужды на перспективный период определены с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г.

Амортизация основных фондов, образованных в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения основных производственных фондов при реализации схемы теплоснабжения, определена линейным методом, исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, определенного в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002г. №1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принятый срок полезного использования основных фондов:

- системы автоматизации, контроля и т.д. – 5 лет;
- оборудование котельных – 10 лет;
- строительство БМК – 15 лет;
- тепловые сети – 20 лет;
- оборудование ЦТП, ИТП, ПН – 10 лет.

Налог на имущество по объектам инвестирования входит в состав расходов, формирующих тарифы ТСО. Ставка налога на имущество составляет 2,2% (*пп. 1, 3 ст.370 НК РФ*). Базой, облагаемой налогом на имущество, является среднегодовая стоимость основных фондов (недвижимого имущества). Расчет среднегодовой стоимости имущества выполнен с учетом амортизации, исчисленной для целей бухгалтерского учета.

Расходы по сомнительным долгам принимаются в размере 2% НВВ, относимой на население и приравненных к нему категорий потребителей.

Остальные неподконтрольные расходы на производство и передачу тепловой энергии на перспективный период определяются с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г.

Затраты на топливо определяются исходя из прогнозируемого годового расхода топлива с учётом изменения показателей работы (удельный расход топлива) при реализации схемы теплоснабжения и цены топлива. Цена на каждый вид топлива на перспективный период определяется на основе цены, принятой региональным тарифным органом в расчет тарифов на 2025г. с использованием соответствующих индексов-дефляторов.

Затраты на электроэнергию и воду определяются исходя из их прогнозируемого годового расхода с учётом изменения показателей работы (удельный расход электроэнергии и воды) при реализации схемы теплоснабжения и цены ресурсы. Цена на электроэнергию и воду на перспективный период определяются на основе цены, принятой региональным тарифным органом в расчет тарифов на 2025г. с использованием соответствующих индексов-дефляторов.

Затраты на тепловую энергию и теплоноситель определяются исходя из годового объема покупки тепловой энергии и теплоносителя от каждого из поставщиков и цен, рассчитанных в соответствующих ТБМ либо принятых региональным тарифным органом в расчет тарифов на 2025г., с использованием соответствующих индексов-дефляторов.

Объем расчетной предпринимательской прибыли на каждый год перспективного периода определяется в размере не более 5% включаемых в необходимую валовую выручку расходов (*за исключением расходов на приобретение тепловой энергии (теплоносителя) и услуг по передаче тепловой энергии (теплоносителя)*). Ставка налога на предпринимательскую прибыль принимается в размере 20%. Для муниципальных предприятий предпринимательская прибыль равна нулю.

Нормативная прибыль определена исходя из необходимых расходов на капитальные вложения, необходимых расходов на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых

на финансирование мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, а также в других случаях в соответствии с пп. «в» п.48 в [13].

Финансирование мероприятий предусматривается в том числе за счёт заемных средств (фонд содействия реформированию ЖКХ), капиталовложения из прибыли ТСО, амортизационных отчислений, а также за счёт бюджетного финансирования.

Расходы на возврат и обслуживание кредитных средств определяются с учетом следующих допущений:

- при разработке плана финансирования мероприятий предусмотрено начало возврата кредитных средств через 1 год после их получения;
- возврат тела каждого кредита осуществляется неравными долями, исходя из возможности их включения в тариф;
- срок пользования привлеченными кредитами, направляемыми на финансирование по каждому мероприятию – до 6 лет;
- размер процентной ставки по кредитам на финансирование мероприятий принимается в соответствии с действующим законодательством в размере ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации (20%), увеличенной на 4 процентных пункта.

Реализация проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению объектов СЦТ Кунашакского МО направлено на предоставление качественной услуги теплоснабжения по доступной для потребителя цене.

Прогноз средневзвешенных тарифов на тепловую энергию для населения Кунашакского МО приведён в таблице 80 и наглядно представлен на рис. 14

Вывод: прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения не превышает прогнозируемый уровень инфляции (ист. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года).

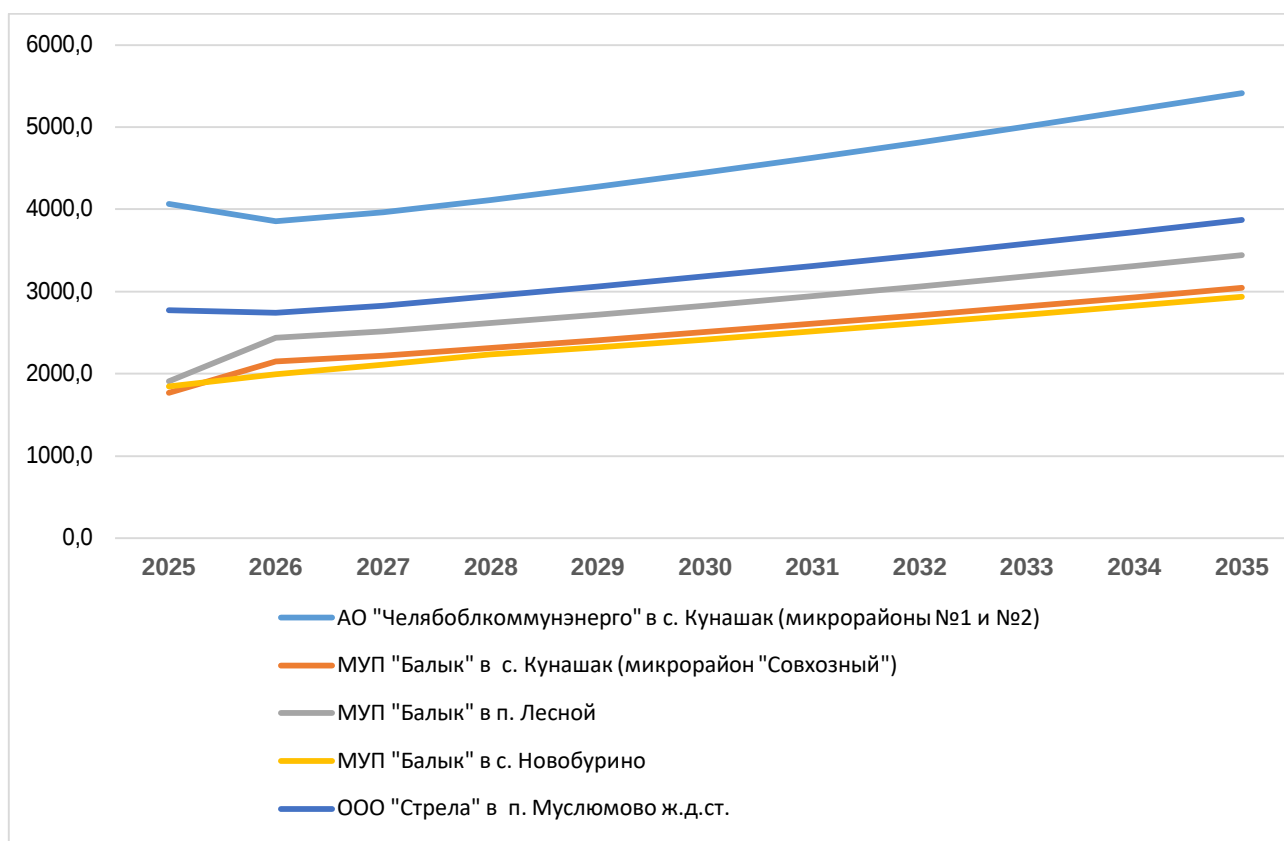


Рисунок 14 Прогноз средневзвешенного тарифа на тепловую энергию для населения.

Таблица 80 Прогноз средневзвешенных тарифов на тепловую энергию для населения Кунашакского МО.

№пп	Наименование	ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	АО "Челябоблкоммунэнерго" в с. Кунашак (микрорайоны №1 и №2)												
1.1	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в с. Кунашак (микрорайоны №1 и №2)	руб/Гкал	4063,50	3860,99	3965,00	4115,04	4279,64	4450,83	4628,86	4814,01	5006,57	5206,84	5415,11
1.2	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в с. Кунашак (микрорайоны №1 и №2) в соответствии с Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 19.12.2023г. №116/53 (в ред. Пост. Мин. тар. рег. и энерг. ЧО от 28.11.2024г. №90/25)	руб/Гкал	4063,50	3860,99	3965,00	4115,04	—	—	—	—	—	—	—
1.3	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в с. Кунашак (микрорайоны №1 и №2) с учётом прогнозируемой инфляции.	руб/Гкал	—	—	—	—	4279,64	4450,83	4628,86	4814,01	5006,57	5206,84	5415,11
1.4	Рост средневзвешенного тарифа для населения в с. Кунашак (микрорайоны №1 и №2)	у.е.	—	-0,050	0,027	0,038	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
2	МУП "Балык" в с. Кунашак (микрорайон "Совхозный")												
2.1	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в с. Кунашак (микрорайон "Совхозный")	руб/Гкал	1775,15	2150,55	2221,04	2316,28	2408,93	2505,28	2605,50	2709,72	2818,10	2930,83	3048,06
2.2	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в с. Кунашак (микрорайон "Совхозный") в соответствии с Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 24.10.2024г. №71.	руб/Гкал	1775,15	2150,55	2221,04	2316,28	—	—	—	—	—	—	—
2.3	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в с. Кунашак (микрорайон "Совхозный") с учётом прогнозируемой инфляции.	руб/Гкал	—	—	—	—	2408,93	2505,28	2605,50	2709,72	2818,10	2930,83	3048,06
2.4	Рост средневзвешенного тарифа для населения в с. Кунашак (микрорайон "Совхозный")	у.е.	—	0,211	0,033	0,043	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
3	МУП "Балык" в п. Лесной												
3.1	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в п. Лесной	руб/Гкал	1909,62	2434,47	2512,13	2616,59	2721,26	2830,11	2943,31	3061,04	3183,48	3310,82	3443,26
3.2	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в п. Лесной в соответствии с Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 24.10.2024г. №71.	руб/Гкал	1909,62	2434,47	2512,13	2616,59	—	—	—	—	—	—	—
3.3	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в п. Лесной с учётом прогнозируемой инфляции.	руб/Гкал	—	—	—	—	2721,26	2830,11	2943,31	3061,04	3183,48	3310,82	3443,26
3.4	Рост средневзвешенного тарифа для населения в п. Лесной	у.е.	—	0,275	0,032	0,042	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
3	МУП "Балык" в с. Новобурино												
3.1	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в с. Новобурино	руб/Гкал	1850,08	1991,24	2112,23	2234,96	2324,36	2417,33	2514,02	2614,58	2719,17	2827,93	2941,05
3.2	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в с. Новобурино в соответствии с Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 24.10.2024г. №71.	руб/Гкал	1850,08	1991,24	2112,23	2234,96	—	—	—	—	—	—	—
3.3	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в с. Новобурино с учётом прогнозируемой инфляции.	руб/Гкал	—	—	—	—	2324,36	2417,33	2514,02	2614,58	2719,17	2827,93	2941,05
3.4	Рост средневзвешенного тарифа для населения в с. Новобурино	у.е.	—	0,076	0,061	0,058	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
5	ООО "Стрела" в п. Муслюмово ж.д.ст.												
5.1	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в п. Муслюмово ж.д.ст.	руб/Гкал	2769,08	2746,58	2829,67	2943,06	3060,78	3183,21	3310,54	3442,96	3580,68	3723,90	3872,86
5.2	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в п. Муслюмово ж.д.ст. в соответствии с Выпиской из протокола заседания Правления Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 23.11.2023г. №103/33 (в ред. Пост. Мин. тар. рег. и энерг. ЧО от 07.11.2024г. №79/17)	руб/Гкал	2769,08	2746,58	2829,67	2943,06	—	—					
5.3	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в п. Муслюмово ж.д.ст. в соответствии с прогнозируемой инфляцией	руб/Гкал	—	—	—	—	3060,78	3183,21	3310,54	3442,96	3580,68	3723,90	3872,86
5.4	Рост средневзвешенного тарифа для населения в п. Муслюмово ж.д.ст.	у.е.	—	-0,008	0,030	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040

Глава 15. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.

Часть 15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах муниципального округа.

По состоянию на сентябрь 2025г. на территории Кунашакского МО функционируют восемь централизованных систем теплоснабжения (далее по тексту - СЦТ).

На территории Кунашакского МО действуют три теплоснабжающие организации (далее по тексту - ТСО) - АО «Челябоблкоммунэнерго», МУП «Балык» и ООО «Стрела». Данные по ТСО приведены в таблице 7 книги 1.

В функциональной структуре теплоснабжения Кунашакского МО за период с 2020 по 2025гг. произошли следующие изменения, а именно: в 2023г. в с. Кунашак введена в эксплуатацию СЦТ «Совхозная, 14-14А» для теплоснабжения двух МКД по адресу: с. Кунашак, ул. Совхозная, 14 и 14А.

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО, действующих в каждой СЦТ, расположенных в границах Кунашакского МО по состоянию на сентябрь 2025г. представлен в таблице 81.

Существующие зоны действия СЦТ и расположение источников централизованного теплоснабжения приведены на рисунках 2-5 книги 1.

Таблица 81 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Наименование РЭТД (населённый пункт, район, микрорайон, кадастровый квартал и т.д. в котором расположена (действует) система теплоснабжения) - зона действия СЦТ.	Теплоснабжающая организация, действующая в зоне действия системы теплоснабжения			
			Наименование теплоснабжающей организации (ТСО)	Объекты системы теплоснабжения, которые эксплуатирует ТСО	Параметры объектов системы теплоснабжения которые эксплуатирует ТСО.	
					Суммарная располагаемая тепловая мощность источников тепловой энергии, Гкал/ч	Ёмкость тепловой сети, м.куб.
1	СЦТ «мкр. №1»	с. Кунашак, микрорайон №1	АО "Челябоблком-мунэнерго"	котельная и теплосети	8,00	1079
2	СЦТ «мкр. №2»	с. Кунашак, микрорайон №2	АО "Челябоблком-мунэнерго"	котельная и теплосети	8,00	814
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	с. Кунашак, микрорайон "Совхозный"	МУП "Балык"	котельная и теплосети	1,31	121
4	СЦТ «Лесной»	п. Лесной	МУП "Балык"	котельная и теплосети	1,38	334
5	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	с. Кунашак, ул. Совхозная, 14 и 14А	не определена	котельная и теплосети	0,52	14
6	СЦТ «Новобурино»	с. Новобурино	МУП "Балык"	котельная и теплосети	5,42	816
7	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	п. Муслюмово ж.д.ст. (ул. Центральная и ул. Вокзальная)	не определена	котельная и теплосети	0,88	125
8	СЦТ «пос. Муслюмово»	п. жд.ст. Муслюмово (ул. Лесная)	не определена	котельная и теплосети	1,64	88

Часть 15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.

По состоянию на сентябрь 2025г. едиными теплоснабжающим организациями (ЕТО) на территории округа определены две ТСО: АО «Челябоблкоммунэнерго» и МУП «Балык» (копии постановлений представлены в п.1.1 и п.1.2 тома 3). Зона деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго» ограничена зонами действия двух СЦТ. Зона деятельности ЕТО №002: МУП «Балык» ограничена зонами действия трёх СЦТ. В зоне действия СЦТ «ж/д ст. Муслюмово», СЦТ «пос. Муслюмово» и СЦТ «Совхозная, 14-14А» ЕТО не определена.

Реестр ЕТО, содержащий перечень систем теплоснабжения входящих в состав ЕТО, по состоянию на сентябрь 2025г. приведён в таблице 82.

Таблица 82 Реестр ЕТО, содержащий перечень систем теплоснабжения по состоянию на 2026г.

Наименование Единой теплоснабжающей организации и реквизиты документа о присвоении статуса ЕТО	Наименование системы теплоснабжения	Наименование РЭТД (населённый пункт, район, микрорайон, кадастровый квартал и т.д. в котором расположена (действует) система теплоснабжения) – зона действия СЦТ.
ЕТО №001: Акционерное общество «Челябоблкоммунэнерго» на основании Постановления Администрации Кунашакского муниципального района от 12.03.2021г. №293 с изм. на основании Постановления Администрации Кунашакского МР от 18.01.2023г. №57	СЦТ «мкр. №1»	с. Кунашак, микрорайон №1
	СЦТ «мкр. №2»	с. Кунашак, микрорайон №2
ЕТО №002: Муниципальное унитарное предприятие по разведке и рыболовству «Балык» на основании Постановления Администрации Кунашакского муниципального района от 21.06.2021г. №841.	СЦТ «мкр. Совхозный»	с. Кунашак, микрорайон «Совхозный»
	СЦТ «Лесной»	п. Лесной
	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	с. Кунашак, ул. Совхозная, 14 и 14А
	СЦТ «Новобурино»	с. Новобурино
ЕТО №003: Общество с ограниченной ответственностью «Стрела» (статус ЕТО не присваивался)	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	п. Муслюмово ж.д.ст. (ул. Центральная и ул. Вокзальная)
	СЦТ «пос. Муслюмово»	п.ж.д.ст. Муслюмово (ул. Лесная)

Часть 15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.

Основные понятия и нормативно-правовая база.

Зона деятельности единой теплоснабжающей организации – одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии (ист. [5]);

Система теплоснабжения – совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями (ист. [3]);

Тепловая сеть – совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок (ист. [3]);

Источник тепловой энергии – устройство, предназначенное для производства тепловой энергии (ист. [3]);

Зона действия системы теплоснабжения – территория поселения, округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения (ист. [1]).

В соответствии с пунктом 28 статьи 2 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация) – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее – федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии с пунктом 1 статьи 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: К полномочиям органов местного самоуправления поселений, округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Порядок и критерии определения единой теплоснабжающей организации.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО) определены пунктами 3-19 Правил организации теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» ([5]).

Статус ЕТО присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения округа.

В случае если на территории округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить ЕТО в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения одну ЕТО.

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории округа 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) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 в [5], заявку на присвоение организации статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа об ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте округа.

В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подана одна 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 ЕТО

присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, уполномоченный орган присваивает статус ЕТО в соответствии с пунктами 7-10 в [5]:

Критериями определения ЕТО 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 при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

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 ЕТО, статус ЕТО присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения округа.

В случае если заявки на присвоение статуса ЕТО поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО, статус ЕТО присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус ЕТО присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса ЕТО с отметкой налогового органа о ее принятии.

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 обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса ЕТО, статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

ЕТО при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями

выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус ЕТО в следующих случаях:

- неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по оплате тепловой энергии (мощности), и (или) теплоносителя, и (или) услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, предусмотренных условиями указанных в абзацах третьем и четвертом пункта 12 в [5] договоров, в размере, превышающем объем таких обязательств за 2 расчетных периода, либо систематическое (3 и более раз в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение иных обязательств, предусмотренных условиями таких договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;
- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус ЕТО, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус ЕТО;
- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус ЕТО, банкротом;
- прекращение права собственности или владения имуществом, указанным в абзаце втором пункта 7 в [5], по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;
- несоответствие организации, имеющей статус ЕТО, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций ЕТО.

Лица, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, предусмотренным абзацем вторым пункта 13 в [5], незамедлительно информируют об этом уполномоченные органы для принятия ими решения об утрате организацией статуса ЕТО. К указанной информации должны быть приложены вступившие в законную силу решения федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов.

Уполномоченное должностное лицо организации, имеющей статус ЕТО, обязано уведомить уполномоченный орган о возникновении указанных в абзацах третьем-пятом пункта 13 в [5] фактов, являющихся основанием для утраты организацией статуса ЕТО, в течение 3 рабочих дней со дня принятия уполномоченным органом решения о реорганизации, ликвидации, признания организации банкротом, прекращения права собственности или владения имуществом организации.

Организация, имеющая статус ЕТО, вправе подать в уполномоченный орган заявление о прекращении осуществления функций ЕТО, за исключением случаев, если статус ЕТО присвоен в соответствии с пунктом 11 в [5]. Заявление о прекращении функций ЕТО может быть подано до 1 августа текущего года.

Уполномоченный орган обязан принять решение об утрате организацией статуса ЕТО в течение 5 рабочих дней со дня получения от лиц, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, предусмотренным абзацем вторым пункта 13в [5], вступивших в законную силу решений федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов, а также получения уведомления (заявления) от организации, имеющей статус ЕТО, в случаях, предусмотренных абзацами третьим-седьмым пункта 13в [5].

В случае если ЕТО определена на несколько систем теплоснабжения, уполномоченный орган принимает решение об утрате организацией статуса ЕТО только в тех зонах деятельности, определенных в соответствии со схемой теплоснабжения, в которых факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств ЕТО подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов в соответствии с абзацем вторым пункта 13в [5], либо в отношении которых организацией подано заявление о прекращении осуществления функций ЕТО в соответствии с абзацем седьмым пункта 13в [5].

Уполномоченный орган обязан в течение 3 рабочих дней со дня принятия решения об утрате организацией статуса ЕТО разместить на официальном сайте сообщение об этом, а также предложить теплоснабжающим и (или) теплосетевым организациям подать заявку о присвоении им статуса ЕТО.

Подача заявления заинтересованными организациями и определение ЕТО осуществляется в порядке, установленном в пунктах 5-11в [5].

Организация, утратившая статус ЕТО по основаниям, предусмотренным пунктом 13в [5], обязана исполнять функции ЕТО до присвоения другой организации статуса единой теплоснабжающей организации в порядке, предусмотренном пунктами 5-11 в [5], а также передать организации, которой присвоен статус ЕТО, информацию о потребителях тепловой энергии, в том числе имя (наименование) потребителя, место жительства (место нахождения), банковские реквизиты, а также информацию о состоянии расчетов с потребителем.

Границы зоны деятельности ЕТО 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 ЕТО, а также сведения о присвоении другой организации статуса ЕТО подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

В соответствии с п.3 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N808): «Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, округа».

По состоянию на сентябрь 2025г. в зоне действия каждой системы теплоснабжения действует одна ТСО. Иными словами, сети теплоснабжения и источник тепловой энергии каждой системы теплоснабжения эксплуатирует одна и та же ТСО.

Часть 15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

Информация по заявкам от ТСО о присвоении статуса ЕТО отсутствует ввиду отсутствия иных субъектов, владеющих на законном основании источниками тепловой энергии и тепловыми сетями.

При утверждении схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы предлагается в границах Кунашакского МО наделить статусом ЕТО три теплоснабжающие организации: АО «Челябоблкоммунэнерго», МУП «Балык» и ООО «Стрела».

Результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения приведён в таблице 83.

Таблица 83 Результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения.

Наименование теплоснабжающей организации, которой рекомендуется присвоить статус ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения	Наименование системы теплоснабжения	Наименование РЭТД (населённый пункт, район, микрорайон, кадастровый квартал и т.д. в котором расположена (действует) система теплоснабжения) - зона действия СЦТ или ДцСТ.
ЕТО №001: Акционерное общество "Челябоблкоммунэнерго"	СЦТ «мкр. №1»	с. Кунашак, микрорайон №1
	СЦТ «мкр. №2»	с. Кунашак, микрорайон №2
ЕТО №002: Муниципальное унитарное предприятие по рыборазведению и рыболовству "Балык"	СЦТ «мкр. Совхозный»	с. Кунашак, микрорайон "Совхозный"
	СЦТ «Лесной»	п. Лесной
	СЦТ «Совхозная, 14-14А»	с. Кунашак, ул. Совхозная, 14 и 14А
	СЦТ «Новобурино»	с. Новобурино
	ДцСТ "Техникум"	с. Кунашак, ул. Рыбозаводская, 1
	ДцСТ "Кунашакская СОШ"	с. Кунашак, ул. Челябинская, 3
	ДцСТ "Борцовский зал"	с. Кунашак, ул. Коммунистическая, 13"Б"
	ДцСТ "Усть-Багаряк.СОШ"	с. Усть-Багаряк, ул. Базарная, 1А
	ДцСТ "Усть-Багаряк.СОШ (дошкольная)"	с. Усть-Багаряк, ул. Школьная, 2
	ДцСТ "Усть-Багаряк.-Базарная"	с. Усть-Багаряк, ул. Базарная, 1 и 2
ЕТО №003: Общество с ограниченной ответственностью "Стрела"	СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»	п. Муслюмово ж.д.ст. (ул. Центральная и ул. Вокзальная)
	СЦТ «пос. Муслюмово»	п.ж.д.ст. Муслюмово (ул. Лесная)

Часть 15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации.

Зоны деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго» в Кунашакском МО наглядно представлены на рис. 2 книги 1 и совпадают с зонами действия СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2». Границы зоны деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго» определяются перечнем (реестром) абонентов АО «Челябоблкоммунэнерго» получающих услуги централизованного теплоснабжения и представлены в таблице 84.

После присвоения МУП «Балык» статуса ЕТО №002 границы зоны деятельности ЕТО №002 будет включать зоны действия СЦТ «мкр. Совхозный», СЦТ «Лесной», СЦТ «Совхозная, 14-14А», СЦТ «Новобурино». Рекомендуемые границы зоны деятельности ЕТО №002: МУП «Балык» после присвоения статуса ЕТО наглядно представлены на рисунках 2-4 книги 1. Границы зоны деятельности ЕТО №002: МУП «Балык» определяются перечнем (реестром) абонентов МУП «Балык» получающих услуги централизованного теплоснабжения и представлены в таблице 85.

После присвоения ООО «Стрела» статуса ЕТО №003 границы зоны деятельности ЕТО №003 будет включать зоны действия СЦТ «ж/д ст. Муслумово» и СЦТ «пос. Муслумово». Рекомендуемые границы зоны деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела» после присвоения статуса ЕТО наглядно представлены на рис. 5 книги 1. Границы зоны деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела» определяются перечнем (реестром) абонентов ООО «Стрела» получающих услуги централизованного теплоснабжения и представлены в таблице 86.

Таблица 84 Границы зон деятельности ЕТО №001: АО «Челябоблкоммунэнерго».

Наименование потребителя (МКД/школа/больница/ индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)		Наименование потребителя (МКД/школа/больница/ индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)	
СЦТ «мкр. №1»					
Роддом	с. Кунашак, ул.	Больничная 1		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 9
Стационар	с. Кунашак, ул.	Больничная 1		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 22
Поликлиника	с. Кунашак, ул.	Больничная 1		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 20
Гинекология	с. Кунашак, ул.	Больничная 1		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 20
Детское отделение	с. Кунашак, ул.	Больничная 1		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 18
Хоз. корпус	с. Кунашак, ул.	Больничная 1		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 16
Пищеблок	с. Кунашак, ул.	Больничная 1		МКД	с. Кунашак, ул. Свердлова 9
СЭС и отдел вневедомственной охраны	с. Кунашак, ул.	Больничная 4		МКД	с. Кунашак, ул. Свердлова 19
Пожарная часть №65	с. Кунашак, ул.	Октябрьская 16/1		МКД	с. Кунашак, ул. Свердлова 20
Детский сад "Берёзка"	с. Кунашак, ул.	Октябрьская 13		МКД	с. Кунашак, ул. Свердлова 17
Детский сад "Миляш"	с. Кунашак, ул.	Больничная 1Д		МКД	с. Кунашак, ул. Свердлова 18
Гараж ЦРБ	с. Кунашак, ул.	Больничная 1		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 7
ИЖД	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 2		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 5
ИЖД	с. Кунашак, ул.	Больничная 8А		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 3
ИЖД	с. Кунашак, пер.	Больничный 8		МКД	с. Кунашак, ул. Октябрьская 1
ИЖД	с. Кунашак, пер.	Больничный 4		ГРП	с. Кунашак, ул. Свердлова 10
ИЖД	с. Кунашак, ул.	Свердлова 26	РЭС	с. Кунашак, ул. Коммунистическая 6	
ИЖД	с. Кунашак, ул.	Свердлова 21	СТО	с. Кунашак, ул. Пионерская	

Наименование потребителя (МКД/школа/больница/ индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)		Наименование потребителя (МКД/школа/больница/ индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)	
ИЖД	с. Кунашак, пер.	Больничный 4.А	Магазин	с. Кунашак, ул.	Октябрьская 5А
МКД	с. Кунашак, ул.	Октябрьская 11	Аптека	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 16А
МКД	с. Кунашак, ул.	Октябрьская 24	Маазин "Берёзка"	с. Кунашак, ул.	Свердлова 50А
СЦТ «мкр. №2»					
Управление спорта	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 13А	МКД	с. Кунашак, ул.	Победы 22
ФОК	с. Кунашак, ул.	Ленина 95	МКД	с. Кунашак, ул.	Ленина 115
ЗАГС	с. Кунашак, ул.	Ленина 80а	МКД	с. Кунашак, ул.	Пионерская 67
Дом правосудия	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 5	МКД	с. Кунашак, ул.	Победы 18
ГИБДД	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 7	МКД	с. Кунашак, ул.	Ленина 94
РОВД	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 11	МКД	с. Кунашак, ул.	Ленина 90
Пристрой РОВД	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 11	МКД	с. Кунашак, ул.	Пионерская 44
Гараж РОВД	с. Кунашак, ул.	Гараж РОВД	МКД	с. Кунашак, ул.	Пионерская 43
Управл. суд. департ.	с. Кунашак, ул.	Ленина 107А	МКД	с. Кунашак, ул.	Пионерская 64
Детсад Теремок	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 15	МКД	с. Кунашак, ул.	Пионерская 69
Администрация	с. Кунашак, ул.	Ленина 103	МКД	с. Кунашак, ул.	Пионерская 65
Дом культуры	с. Кунашак, ул.	Ленина 105	МКД и ОДФ	с. Кунашак, ул.	Ленина 113
Муз. Школа	с. Кунашак, ул.	Ленина 105А	Контора РПС	с. Кунашак	
Гараж муз. Школы	с. Кунашак, ул.	Ленина 105А	Магазин "Пятёрочка"	с. Кунашак, ул.	Ленина 97
Гараж администрации	с. Кунашак, ул.	Ленина 103	Магазин РПС	с. Кунашак, ул.	Ленина 82
Старая школа	с. Кунашак, ул.	Пионерская 21	Ленина 86	с. Кунашак, ул.	Ленина 86
Сельская администрация	с. Кунашак, ул.	Ленина 92	Сбербанк	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 13
Библиотека, ДШИ	с. Кунашак, ул.	Победы 12	Налоговая	с. Кунашак, ул.	Ленина 86а
Казначейство	с. Кунашак, ул.	Ленина 107	Магазин	с. Кунашак, ул.	Победы 19А
Гараж сель. адм.	с. Кунашак, ул.	Ленина 92	Магазин	с. Кунашак, ул.	Победы 21А
Детский сад "Миляш"	с. Кунашак, ул.	Ленина 117	Кафе Виктория	с. Кунашак, ул.	Ленина 88
Соц. защита	с. Кунашак, ул.	Пионерская 12Б	Почта и Связьинформ	с. Кунашак, ул.	Ленина 111
РОВД	с. Кунашак, ул.	Коммунистическая 30	Гараж Почты, РТПЦ	с. Кунашак, ул.	Ленина 111
блок ж/д	с. Кунашак, ул.	Ленина 76	Гараж ЧОКЭ	с. Кунашак, ул.	
блок ж/д	с. Кунашак, ул.	Победы 21	Магазин "КБ"	с. Кунашак, ул.	Ленина 86
ИЖД	с. Кунашак, ул.	Победы 25	Магазин "Магнит"	с. Кунашак, ул.	Ленина 80
МКД	с. Кунашак, ул.	Ключевая 29	Автомаргазин	с. Кунашак, ул.	Ленина 99А
МКД	с. Кунашак, ул.	Ключевая 1	Магазин	с. Кунашак, ул.	Ленина 101
МКД	с. Кунашак, ул.	Пионерская 45	—	—	—

Таблица 85 Границы зон деятельности ЕТОН002: МУП «Балык».

Наименование потребителя (МКД/школа/больница/ индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)	Наименование потребителя (МКД/школа/больница/ индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)
СЦТ «Совхозная»			
МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 16	МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 22А
МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 18	МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 22.Б

Наименование потребителя (МКД/школа/больница/ индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)	Наименование потребителя (МКД/школа/больница/ индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)
МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 20	МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 22.В
МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 22	Детский дом	с. Кунашак, ул. Совхозная, 26
МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 24	Военкомат и росреестр	с. Кунашак, ул. Ленина, 203
СЦТ «Лесной»			
МКД	п. Лесной, ул. Молодежная, 29	блок.ЖД	п. Лесной, ул. Садовая, 23
МКД	п. Лесной, ул. Молодежная,34	блок.ЖД	п. Лесной, ул. Садовая, 24
МКД	п. Лесной, ул. Молодежная,35	блок.ЖД	п. Лесной, ул. Садовая,26
МКД	п. Лесной, ул. Центральная, 2	ИЖД	п. Лесной, ул. Центральная, 4
МКД	п. Лесной, ул. Центральная, 27	ИЖД	п. Лесной, ул. Молодежная,37
МКД	п. Лесной, ул. Центральная, 28	ИЖД	п. Лесной, ул. Садовая,25
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 1	ИЖД	п. Лесной, ул. Молодежная, 31
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 11	ИЖД	п. Лесной, ул. Молодежная, 32
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 12	Детский сад "Тополек"	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 3	ФАП	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 13	КПП-2	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 15	Спортзал	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 17	Зал заседаний -столовая	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 19	Пожарное депо	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 5	Энергоцех	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 7	Культурно- бытовое помещение (Гостиница)	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 9	Зарядная	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Цветочная, 36	Гараж -склад и АТС	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Центральная, 6	Здание первичного медосмотра	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Центральная,8	Контора комбината	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Центральная,10	Автогараж	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Центральная,14	Кузница	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Центральная,16	Столярная мастерская	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Центральная,18	Водонапорная башня	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Садовая, 20	СОЖ (станция водоочистки)	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Садовая, 21	Клуб и библиотека	п. Лесной
блок.ЖД	п. Лесной, ул. Садовая, 22	Клуб воинской части	п. Лесной
СЦТ «Совхозная, 14-14А»			
МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 14	МКД	с. Кунашак, ул. Совхозная, 14А
СЦТ «Новобурино»			
МКД	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 2а	МКД	с. Новобурино, ул. Центральная,9а
МКД	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 2б	МКД	с. Новобурино, ул. Центральная,11
МКД	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 4	МКД	с. Новобурино, ул. Центральная,11а
МКД	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 4а	МКД	с. Новобурино, ул. Центральная,11б
МКД	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 6	МКД	с. Новобурино, ул. Центральная,135
МКД	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 6а	МКД	с. Новобурино, ул. Центральная,137

Наименование потребителя (МКД/школа/больница/индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)	Наименование потребителя (МКД/школа/больница/индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)
МКД	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 8	Больница	с. Новобурино, ул. Больничная, 1
МКД	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 8а	Дворец культуры	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 2
МКД	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 10	Детский сад	с. Новобурино, ул. Центральная, 9.Б
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 1	Сельсовет	с. Новобурино, ул. Школьная, 1.Б
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 3	Парикмахерская ИП Циганкова Г. В.	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 4
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 5	Интернат -дом престарелых	с. Новобурино, ул. Школьная 1А
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 5а	Средняя школа	с. Новобурино, ул. Школьная 1
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 5б	Магазин «Спутник»	с. Новобурино, ул. Центральная, 17
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 5в	Магазин «Агидель»	с. Новобурино
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 2	Магазин «Ромашка»	с. Новобурино, ул. Комсомольская, 4
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 2а	Магазин «Тропик»	с. Новобурино
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 4	Магазин «Радуга»	с. Новобурино,
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 7	Кафе «Фортуна»	с. Новобурино, ул. Спортивная, 2
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 7а	Спортклуб	с. Новобурино, ул. Школьная, 1.В
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 7б	Мастерская эцеха	с. Новобурино, ул. Центральная, 1.Г
МКД	с. Новобурино, ул. Центральная, 9	Пекарня	с. Новобурино, ул. Центральная, 1.А

Таблица 86 Границы зон деятельности ЕТО №003: ООО «Стрела».

Наименование потребителя (МКД/школа/больница/индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)	Наименование потребителя (МКД/школа/больница/индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес (улица, № дома)
СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»			
МКД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Вокзальная, д.6	блок.ЖД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная, 12-1
МКД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная, 22	блок.ЖД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная, 12-2
МКД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная, 24	блок.ЖД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная, 14-1
МКД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная, 24А	блок.ЖД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная, 14-2
МКД	п.Муслюмово жд.ст., ул. Центральная, 26-2	—	—
СЦТ «пос. Муслюмово»			
МКДОУ «СОШ п.Муслюмово жд.ст.+д/сад	п.Муслюмово жд.ст., ул. Лесная, д.2	ГБУЗ «Районная больница с. Кунашак»-ВОП	п.Муслюмово жд.ст., ул. Лесная, д.1Г
МБОУ ДОУ «Саулык»	п.Муслюмово жд.ст., ул. Лесная, д.2	Дом культуры п. Муслюмово жд. ст.	п.Муслюмово жд.ст., ул. Лесная, д.1

Часть 15.6 Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения, и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений.

Описание изменений в зонах деятельности ЕТО, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения, и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений не выполнялось.

Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения.

Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и или модернизации в зоне деятельности каждой ЕТО предусмотренных схемой теплоснабжения приведён (реестр проектов схемы теплоснабжения) в таблице 87.

Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019г. №212 представлена в приложении 4.

Общий объём инвестиций на реализацию проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения до 2035г. составит **172,64 млн.руб.** (в ценах 2026г. без НДС), в том числе: инвестиции по системам теплоснабжения в зонах существующей застройки – 170,53 млн. руб.; инвестиции по системам теплоснабжения в зонах перспективной застройки – 2,11 млн. руб.

Часть 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии приведены в таблице 87.

Общий объём необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии до 2035г. составит **48,07 млн.руб.** (в ценах 2026г. без НДС).

Часть 16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей приведён в таблице 87.

Общий объём необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них до 2035г. составит **45,33 млн. руб.** (в ценах 2026г. без НДС).

Часть 16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.

Проекты (мероприятия) обеспечивающие переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения не предусмотрены, так как на территории Кунашакского МО отсутствуют открытые системы теплоснабжения.

Схемой теплоснабжения предусмотрены проекты (мероприятия) по системам горячего водоснабжения потребителей (см. таблицу 87 и проекты группы «Е» в таблице 35).

Схемой теплоснабжения предусмотрены проекты (мероприятия) направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями (см. таблицу 87 и проекты группы «Д» в таблице 35).

Таблица 87 Реестр проектов схемы теплоснабжения.

Стоимость проектов в ценах 2026г, млн.руб	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2035
Проекты	ЕТО №001: АО "Челябоблкоммунэнерго"						
Всего стоимость проектов	1,360	0,732	0,000	0,000	0,125	0,125	0,500
Всего смета проектов накопленным итогом	1,360	2,092	2,092	2,092	2,217	2,342	2,842
Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"							
Всего стоимость группы проектов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы проектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"							
Всего стоимость группы проектов	1,360	0,732	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы проектов накопленным итогом	1,360	2,092	2,092	2,092	2,092	2,092	2,092
Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"							
Всего стоимость подгруппы проектов	1,360	0,732	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета подпроектов накопленным итогом	1,360	2,092	2,092	2,092	2,092	2,092	2,092
<u>Проект</u>	<u>001-02-01-001</u>	<u>Строительство участка сети теплоснабжения для подключения перспективного МКД по адресу: с. Кунашак, ул. Октябрьская, 11А.</u>					
Всего стоимость проекта		0,732					
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,732	0,732	0,732	0,732	0,732	0,732
<u>Проект</u>	<u>001-02-01-002</u>	<u>Строительство участка сети теплоснабжения для подключения Ледовой Арены в с. Кунашак, стадион "Кунашакский".</u>					
Всего стоимость проекта	1,360						
Всего смета проекта накопленным итогом	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
Группа проектов 001 "Без шифра"							
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,125	0,125	0,500
Всего смета подпроектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,125	0,250	0,750
<u>Проект</u>	<u>нет шифра</u>	<u>Установка общедомовых приборов учета в МКД подключенных к СЦТ в микрорайоне №1 и микрорайоне №2 с. Кунашак.</u>					
Всего стоимость проекта					0,125	0,125	0,500
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,125	0,250	0,750
Проекты	ЕТО №002: МУП "Балык"						
Всего стоимость проектов	1,500	29,869	29,869	9,037	21,204	21,204	74,601
Всего смета проектов накопленным итогом	1,500	31,369	61,238	70,275	91,479	112,683	187,284
Группа проектов 002.01.00.000 "Источники теплоснабжения"							

Стоимость проектов в ценах 2026г, млн.руб	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2035
Всего стоимость группы проектов	1,500	22,441	22,441	2,554	2,554	2,554	0,000
Всего смета группы проектов накопленным итогом	1,500	23,941	46,381	48,935	51,489	54,042	54,042
Подгруппа проектов 002.01.01.000 "Строительство новых источников тепловой энергии"							
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	22,441	22,441	2,554	2,554	2,554	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	22,441	44,881	47,435	49,989	52,542	52,542
Проект	002-01-01-001	Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области.					
Всего стоимость проекта		22,441	22,441				
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	22,441	44,881	44,881	44,881	44,881	44,881
Проект	002-01-01-002	Строительство автоматической блочно-модульной котельной по адресу: с. Кунашак, ул. Рыбозаводская, 1					
Всего стоимость проекта				2,554	2,554	2,554	
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	2,554	5,108	7,661	7,661
Подгруппа проектов 002.01.04.000 "Модернизация источников тепловой энергии"							
Всего стоимость подгруппы проектов	1,500	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Проект	002-01-04-01	Модернизация котельной в п. Лесной с увеличением мощности до 2.0 МВт.					
Всего стоимость проекта	1,500						
Всего смета проекта накопленным итогом	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Группа проектов 002.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"							
Всего стоимость группы проектов	0,000	6,484	6,484	6,484	6,484	6,484	25,934
Всего смета группы проектов накопленным итогом	0,000	6,484	12,967	19,451	25,934	32,418	58,352
Подгруппа проектов 002.02.01.000 "Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"							
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Подгруппа проектов 002.02.03.000 "Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса"							
Всего стоимость подгруппы проектов		6,484	6,484	6,484	6,484	6,484	25,934
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	6,484	12,967	19,451	25,934	32,418	58,352
Проект	002-02-03-01	Модернизация, ремонт и реконструкция сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино" в с. Новобурино					
Всего стоимость проекта		6,484	6,484	6,484	6,484	6,484	25,934

Стоимость проектов в ценах 2026г, млн.руб	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2035
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	6,484	12,967	19,451	25,934	32,418	58,352
Группа проектов 002 "Без шифра"							
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,945	0,945	0,000	12,167	12,167	48,667
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,945	1,890	1,890	14,057	26,223	74,890
<u>Проект</u>	<u>нет шифра</u>	<u>Установка общедомовых приборов учета в МКД подключенных к СЦТ в микрорайоне "Совхозный" с. Кунашак, п. Лесной и в с. Новобурино.</u>					
Всего стоимость проекта	0,000	0,000	0,000	0,000	1,333	1,333	5,333
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	1,333	2,667	8,000
<u>Проект</u>	<u>нет шифра</u>	<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесной".</u>					
Всего стоимость проекта		0,795	0,795				
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,795	1,590	1,590	1,590	1,590	1,590
<u>Проект</u>	<u>нет шифра</u>	<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "мкр. Совхозный".</u>					
Всего стоимость проекта		0,150	0,150				
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,150	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
<u>Проект</u>	<u>002-03-01-001</u>	<u>Организация системы горячего водоснабжения в МКД с. Новобурино подключенных к системам централизованного теплоснабжения путём установки индивидуальных тепловых пунктов.</u>					
Всего стоимость проекта					10,833	10,833	43,333
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	10,833	21,667	65,000
Проекты	ЕТО №003: ЕТО№003: ООО «Стрела»						
Всего стоимость проектов	0,000	1,180	0,180	0,244	0,369	0,369	0,500
Всего смета проектов накопленным итогом	0,000	1,180	1,360	1,604	1,972	2,341	2,841
Группа проектов 003.01.00.000 "Источники теплоснабжения"							
Всего стоимость группы проектов	0,000	0,820	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы проектов накопленным итогом	0,000	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
Подгруппа проектов 003.01.03.000 "Техническое перевооружение источников тепловой энергии"							
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,820	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
<u>Проект</u>	<u>003-01-03-01</u>	<u>Замена автоматики в котельной п. Муслюмово ж.д. ст.</u>					
Всего стоимость проекта		0,820					
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820

Стоимость проектов в ценах 2026г, млн.руб	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2035
Группа проектов 003.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"							
Всего стоимость группы проектов	0,000	0,180	0,000	0,244	0,244	0,244	0,000
Всего смета группы проектов накопленным итогом	0,000	0,180	0,180	0,424	0,668	0,912	0,912
Подгруппа проектов 003.02.01.000 "Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"							
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,000	0,000	0,244	0,244	0,244	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,244	0,488	0,732	0,732
<u>Проект</u>	<u>003-02-01-001</u>	<u>Строительство участка сети теплоснабжения для подключения перспективного МКД по адресу: п. Муслюмово ж.д.ст., ул. Вокзальная</u>					
Всего стоимость проекта				0,244	0,244	0,244	
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,244	0,488	0,732	0,732
Подгруппа проектов 003.02.03.000 "Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса"							
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,180	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
<u>Проект</u>	<u>003-02-03-01</u>	<u>Реконструкция тепловой сети от центра ВОП п. Муслюмово ж.д.ст. до МБУ "Нептун".</u>					
Всего стоимость проекта		0,180					
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
Группа проектов 003 "Без шифра"							
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,180	0,180	0,000	0,125	0,125	0,500
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,180	0,360	0,360	0,485	0,610	1,110
<u>Проект</u>	<u>нет шифра</u>	<u>Установка общедомовых приборов учета в МКД подключенных к СЦТ в п. Муслюмово ж.д.ст.</u>					
Всего стоимость проекта					0,125	0,125	0,500
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,125	0,250	0,750
<u>Проект</u>	<u>нет шифра</u>	<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «ж/д ст. Муслюмово».</u>					
Всего стоимость проекта		0,120	0,120				
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,120	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
<u>Проект</u>	<u>нет шифра</u>	<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «пос. Муслюмово».</u>					
Всего стоимость проекта		0,060	0,060				
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,060	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120

Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.

Часть 17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке и утверждении схемы теплоснабжения.

Замечания и предложения при разработке и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

Часть 17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.

Замечания и предложения при разработке и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

Часть 17.3 Перечень учтённых замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесённых в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Замечания и предложения при разработке и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

Глава 18. Сводный том изменений и дополнений, выполненных при разработке (актуализации) схемы теплоснабжения.

В соответствии с указаниями «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 разработана Схема теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы (*далее по тексту – схема теплоснабжения*).

Настоящий проект схемы теплоснабжения Кунашакского муниципального округа Челябинской области на период с 2025 до 2035 годы объединил материалы (расчёты, анализ, выводы и т.д.) трёх схем теплоснабжения, действовавших на территории Кунашакского округа (района):

- Схема теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030г.
- Схема теплоснабжения Буринского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2034г.
- Схема теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2033г.

Часть 18.1 Изменения внесённые в утверждаемую часть схемы теплоснабжения.

При разработке утверждаемой части настоящего проекта схемы теплоснабжения были учтены следующие моменты:

- Изменено наименование муниципального образования – словосочетание «муниципальный район» заменено на словосочетание «муниципальный округ».
- За базовый год принят 2025 год. Статистическая информация рассмотрена в ретроспективе за период с 2020 по 2024 годы включительно.
- Учтены планы Администрации Кунашакского МО по строительству двух МКД в с. Кунашак и п. Муслумово ж.д.ст., а также строительство Ледовой арены в с. Кунашак.
- Откорректирован перечень мероприятий (проектов) схемы теплоснабжения.
- Внесены изменения в сроки реализации проектов (мероприятий) схемы теплоснабжения. Стоимость реализации проектов (мероприятий) приведена к текущим (2025г.) ценам.

Часть 18.2 Изменения, внесённые в обосновывающие материалы схемы теплоснабжения.

При разработке обосновывающих материалов к настоящему проекту схемы теплоснабжения были учтены следующие моменты:

- Изменено наименование муниципального образования – словосочетание «муниципальный район» заменено на словосочетание «муниципальный округ».
- За базовый год был принят 2025 год. Статистическая информация рассмотрена в ретроспективе за период с 2020 по 2024 годы включительно.
- При участии представителей ТСО откорректированы схемы тепловых сетей.
- Актуализирована электронная модель систем теплоснабжения в соответствии с предоставленными данными и с учётом корректировки схемы теплосетей.
- Учтены планы Администрации Кунашакского МО по строительству двух МКД в с. Кунашак и п. Муслумово ж.д.ст., а также строительство Ледовой арены в с. Кунашак.
- Откорректирован перечень мероприятий (проектов) схемы теплоснабжения.
- Внесены изменения в сроки реализации проектов (мероприятий) схемы теплоснабжения.

Стоимость реализации проектов (мероприятий) приведена к текущим (2025г.) ценам.

- В части 5.3 и части 7.11 выполнено обоснование перевода ИЖД, одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов на децентрализованное теплоснабжение. В части 7.15 выполнена оценка тарифа на тепловую энергию (тарифные последствия) при отключении от СЦТ ИЖД, одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов с использованием методики определения радиуса эффективного теплоснабжения.
- Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения разработаны в соответствии с требованиями Приказа Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Приложение 1 Расчётные таблицы для перспективных топливных балансов по каждой котельной.

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «мкр. №1»															
1.1	Основное топливо	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
1.2		тыс.м.куб.	—	934,2	763,1	961,6	920,4	832,9	966,5	964,4	1107,7	1231,8	1222,0	1219,9	1217,8
1.3		т.у.т.	—	1078,1	880,6	1109,7	1062,1	961,2	1115,4	1112,9	1278,3	1421,5	1410,1	1407,7	1405,4
2.1	Резервное топливо	—	—	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель
2.2		тонн	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3		т.у.т.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	7546,5	6164,3	7767,8	7434,9	6728,6	7807,6	7790,2	8948,2	9950,6	9870,7	9854,0	9837,5
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	6635,5	5654,3	6701,0	6601,0	6601,0	6816,0	6800,8	7811,8	8686,9	8617,1	8602,6	8588,1
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
6	Тепловая энергия отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	6485,5	5504,3	6551,0	6451,0	6451,0	6666,0	6650,8	7661,8	8536,9	8467,1	8452,6	8438,1
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	1732,5	1729,8	1683,0	1731,0	1519,0	1519,0	1503,8	1488,8	1473,9	1459,1	1444,6	1430,1
		%	п7/п6*100	26,7	31,4	25,7	26,8	23,5	22,8	22,6	19,4	17,3	17,2	17,1	16,9
8	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	4753,0	5264,3	4769,9	4720,0	4932,0	5147,0	5147,0	6173,0	7063,0	7008,0	7008,0	7008,0
8.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	4753,0	5264,3	4769,9	4720,0	4932,0	5147,0	5147,0	6083,0	6878,0	6823,0	6823,0	6823,0
8.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	185,0	185,0	185,0	185,0
8.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1.3+п2.3)/п4	162,5	155,7	165,6	160,9	145,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6
10	Средневзвешенный КПД котельной "нетто"	%	п4/п3*100	87,9	91,7	86,3	88,8	98,1	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3
11	Коэффициент полезного использования теплоты топлива СЦТ	%	—	63,0	85,4	61,4	63,5	73,3	65,9	66,1	69,0	71,0	71,0	71,1	71,2
12	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
15	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	м.куб/ч	(п2+п3+п4)*Кг./п5	477,8	352,4	490,1	474,0	410,6	456,5	455,5	515,6	566,6	561,9	560,9	560,0
16	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	м.куб/ч	(п3+п4)*Кг./п5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	—	934,2	763,1	961,6	920,4	832,9	966,5	964,4	1107,7	1231,8	1222,0	1219,9	1217,8
18	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Примечание				Рекомендуется повышение КПД котлов.											
СЦТ «мкр. №2»															
1.1	Основное топливо	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
1.2		тыс.м.куб.	—	1445,7	1486,7	1323,0	1370,7	1240,4	1375,9	1375,9	1370,7	1270,9	1265,7	1265,7	1265,7
1.3		т.у.т.	—	1668,3	1715,6	1526,7	1581,7	1431,5	1587,8	1587,8	1581,8	1466,6	1460,6	1460,6	1460,6
2.1	Резервное топливо	—	—	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель
2.2		тонн	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3		т.у.т.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	11678,4	12009,4	10687,2	11072,2	10020,3	11114,5	11114,5	11072,2	10265,8	10223,9	10223,9	10223,9
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	10431,0	11032,7	9864,0	9807,0	9807,0	9703,0	9703,0	9666,0	8962,0	8925,5	8925,5	8925,5
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
6	Тепловая энергия отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	10231,0	10832,7	9664,0	9607,0	9607,0	9503,0	9503,0	9466,0	8762,0	8725,5	8725,5	8725,5
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	648,0	627,2	202,8	627,0	223,3	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0
		%	п7/п6*100	6,3	5,8	2,1	6,5	2,3	5,9	5,9	5,9	6,4	6,4	6,4	6,4
8	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	9583,0	10726,5	9461,2	8980,0	9383,7	8943,0	8943,0	8906,0	8202,0	8165,5	8165,5	8165,5
8.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	9583,0	10726,5	9461,2	8980,0	9383,7	8943,0	8943,0	8906,0	8202,0	8165,5	8165,5	8165,5
8.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1.3+п2.3)/п4	159,9	155,5	154,8	161,3	146,0	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
10	Средневзвешенный КПД котельной "нетто"	%	$p4/p3*100$	89,3	91,9	92,3	88,6	97,9	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3
11	Коэффициент полезного использования теплоты топлива СЦТ	%	—	63,0	85,4	61,4	63,5	93,6	80,5	80,5	80,4	79,9	79,9	79,9	79,9
12	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,4	4,4	4,4	4,4
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	м.куб/ч	$(p2+p3+p4)*Kг./p5$	947,4	698,7	971,7	941,6	638,3	743,0	743,0	740,1	686,2	683,4	683,4	683,4
16	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	м.куб/ч	$(p3+p4)*Kг./p5$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	—	1445,7	1486,7	1323,0	1370,7	1240,4	1375,9	1375,9	1370,7	1270,9	1265,7	1265,7	1265,7
18	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Примечание				Рекомендуется повышение КПД котлов.											
СЦТ «мкр. Совхозный»															
1.1	Основное топливо	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
1.2		тыс.м.куб.	—	377,4	403,0	361,6	338,0	313,7	347,9	347,9	347,9	308,3	308,3	308,3	308,3
1.3		т.у.т.	—	435,5	465,1	417,3	390,1	362,0	401,5	401,5	401,5	355,7	355,7	355,7	355,7
2.1	Резервное топливо	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	дизель
2.2		тонн	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3		т.у.т.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	3048,3	3255,4	2921,1	2730,4	2533,9	2810,4	2810,4	2810,4	2490,1	2490,1	2490,1	2490,1
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	2814,7	3109,0	2453,7	2510,2	2585,6	2585,6	2585,6	2585,6	2290,9	2290,9	2290,9	2290,9
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	228,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Тепловая энергия отпущенная в сети	Гкал	p4-p5	2586,0	3109,0	2453,7	2510,2	2585,6	2585,6	2585,6	2585,6	2290,9	2290,9	2290,9	2290,9

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	288,0	288,0	288,0	272,0	314,6	314,6	314,6	314,6	298,8	298,8	298,8	298,8
		%	п7/п6*100	11,1	9,3	11,7	10,8	12,2	12,2	12,2	12,2	13,0	13,0	13,0	13,0
8	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	2298,0	2821,0	2165,7	2682,2	2271,0	2271,0	2271,0	2271,0	1992,0	1992,0	1992,0	1992,0
8.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	2298,0	2821,0	2165,7	2682,2	2271,0	2271,0	2271,0	2271,0	1992,0	1992,0	1992,0	1992,0
8.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1.3+п2.3)/п4	154,7	149,6	170,1	155,4	140,0	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
10	Средневзвешенный КПД котельной "нетто"	%	п4/п3*100	92,3	95,5	84,0	91,9	102,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
11	Коэффициент полезного использования теплоты топлива СЦТ	%	—	75,4	86,7	74,1	98,2	89,6	80,8	80,8	80,8	80,0	80,0	80,0	80,0
12	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	м.куб/ч	(п2+п3+п4)*Кг./п5	164,2	142,9	167,0	126,0	135,6	150,4	150,4	150,4	133,3	133,3	133,3	133,3
16	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	м.куб/ч	(п3+п4)*Кг./п5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	—	377,4	403,0	361,6	338,0	313,7	347,9	347,9	347,9	308,3	308,3	308,3	308,3
18	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Примечание				Рекомендуется повышение КПД котлов.											
СЦТ «Лесной»															
1.1	Основное топливо	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
1.2		тыс.м.куб.	—	636,5	482,0	481,5	372,0	576,4	511,9	511,9	502,6	495,4	488,9	480,1	472,6
1.3		т.у.т.	—	734,6	556,2	555,7	429,3	665,2	590,7	590,7	580,0	571,6	564,1	554,0	545,4

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
2.1	Резервное топливо	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	дизель
2.2		тонн	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3		т.у.т.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	5142,0	3893,6	3889,9	3005,0	4656,2	4134,8	4134,8	4059,7	4001,4	3948,9	3878,0	3817,8
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	4700,2	3168,7	2240,3	2390,3	4298,8	3804,0	3804,0	3775,5	3721,3	3672,5	3606,6	3550,6
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	240,4	0,0	0,0	0,0	239,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
6	Тепловая энергия отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	4459,9	3168,7	2240,3	2390,3	4059,3	3754,0	3754,0	3725,5	3671,3	3622,5	3556,6	3500,6
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	588,2	589,0	588,2	630,0	570,8	570,8	570,8	542,3	488,1	439,3	373,4	317,4
		%	п7/п6*100	13,2	18,6	26,3	26,4	14,1	15,2	15,2	14,6	13,3	12,1	10,5	9,1
8	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	3871,7	2579,7	2240,2	3020,0	3488,4	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2
8.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	3871,7	2579,7	2240,2	3020,0	3488,4	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2	3183,2
8.2	ГВС	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1.3+п2.3)/п4	156,3	175,5	248,1	179,6	154,7	155,3	155,3	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6
10	Средневзвешенный КПД котельной "нетто"	%	п4/п3*100	91,4	81,4	57,6	79,5	92,3	92,0	92,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
11	Коэффициент полезного использования теплоты топлива СЦТ	%	—	75,3	66,3	57,6	100,5	74,9	77,0	77,0	78,4	79,6	80,6	82,1	83,4
12	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	м.куб/ч	(п2+п3+п4)*Кг./п5	253,5	288,1	331,4	189,9	254,8	248,0	248,0	243,4	240,0	236,8	232,6	228,9
16	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	м.куб/ч	(п3+п4)*Кг./п5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	—	636,5	482,0	481,5	372,0	576,4	511,9	511,9	502,6	495,4	488,9	480,1	472,6

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
18	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Примечание				Реконструкция котельной в п. Лесной с увеличением мощности до 2,0 МВт.											
СЦТ «Совхозная, 14-14А»															
1.1	Основное топливо	—	—	—	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
1.2		тыс.м.куб.	—	—	—	—	нет данных	147,0	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
1.3		т.у.т.	—	—	—	—	нет данных	169,6	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7
2.1	Резервное топливо	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	дизель
2.2		тонн	—	—	—	—	нет данных	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3		т.у.т.	—	—	—	—	нет данных	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	—	—	—	нет данных	1187,5	1173,8	1173,8	1173,8	1173,8	1173,8	1173,8	1173,8
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	—	—	—	нет данных	1080,5	1079,9	1079,9	1079,9	1079,9	1079,9	1079,9	1079,9
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	—	—	—	нет данных	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
6	Тепловая энергия отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	—	—	—	нет данных	1075,1	1074,5	1074,5	1074,5	1074,5	1074,5	1074,5	1074,5
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	—	—	—	нет данных	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
		%	п7/п6*100	—	—	—	нет данных	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
8	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	—	—	—	нет данных	1059,0	1058,4	1058,4	1058,4	1058,4	1058,4	1058,4	1058,4
8.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	—	—	—	нет данных	681,0	680,9	680,9	680,9	680,9	680,9	680,9	680,9
8.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	нет данных	378,0	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5	377,5
8.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1.3+п2.3)/п4	—	—	—	нет данных	157,0	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
10	Средневзвешенный КПД котельной "нетто"	%	п4/п3*100	—	—	—	нет данных	91,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
11	Коэффициент полезного использования теплоты топлива СЦТ	%	—	—	—	—	нет данных	89,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2
12	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	—	—	—	нет данных	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	—	—	—	нет данных	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
14	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	—	—	—	нет данных	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	м.куб/ч	(п2+п3+п4)*Кг./п5	—	—	—	нет данных	49,7	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2
16	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	м.куб/ч	(п3+п4)*Кг./п5	—	—	—	нет данных	13,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	—	—	—	—	нет данных	147,0	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
18	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб	—	—	—	—	нет данных	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Примечание				Предложений по изменению УТМ нет.											
СЦТ «Новобурино»															
1.1	Основное топливо	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
1.2		тыс.м.куб.	—	1440,9	1440,9	1581,1	1609,0	1524,5	1747,7	1747,7	1484,8	1481,6	1478,5	1475,4	1597,9
1.3		т.у.т.	—	1662,8	1662,8	1824,6	1856,8	1759,3	2016,8	2016,8	1713,5	1709,8	1706,2	1702,6	1843,9
2.1	Резервное топливо	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	дизель
2.2		тонн	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3		т.у.т.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	11639,4	11639,4	12772,0	12997,5	12314,9	14117,6	14117,6	11993,9	11968,2	11943,0	11918,2	12907,2
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	10479,5	10479,5	9986,5	10112,8	9947,6	11404,0	11404,0	11034,4	11010,7	10987,5	10964,8	11874,6
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	402,6	402,6	383,5	402,5	419,6	419,6	419,6	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
6	Тепловая энергия отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	10076,9	10076,9	9603,0	9710,3	9528,0	10984,4	10984,4	10984,4	10960,7	10937,5	10914,8	11824,6
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	1212,3	1212,3	1212,3	1115,0	1184,4	1184,4	1184,4	1184,4	1160,7	1137,5	1114,8	1059,0
		%	п7/п6*100	12,0	12,0	12,6	11,5	12,4	10,8	10,8	10,8	10,6	10,4	10,2	9,0
8	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	8864,6	8864,6	9985,9	11218,0	8343,6	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	10765,6
8.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	8864,6	8864,6	9985,9	11218,0	8343,6	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
8.2	ГВС	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	965,6
8.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1.3+п2.3)/п4	158,7	158,7	182,7	183,6	176,9	176,9	176,9	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
10	Средневзвешенный КПД котельной "нетто"	%	п4/п3*100	90,0	90,0	78,2	77,8	80,8	80,8	80,8	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
11	Коэффициент полезного использования теплоты топлива СЦТ	%	—	76,2	76,2	78,2	86,3	67,8	69,4	69,4	81,7	81,9	82,1	82,2	83,4
12	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
14	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	м.куб/ч	(п2+п3+п4)*Кг./п5	643,5	643,5	626,8	567,8	723,4	706,0	706,0	599,8	598,5	597,3	596,0	611,5
16	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	м.куб/ч	(п3+п4)*Кг./п5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,9
17	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	—	1440,9	1440,9	1581,1	1609,0	1524,5	1747,7	1747,7	1484,8	1481,6	1478,5	1475,4	1454,5
18	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	143,3
Примечание				Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области.											
СЦТ «ж/д ст. Муслюмово»															
1.1	Основное топливо	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
1.2		тыс.м.куб.	—	382,0	144,2	144,2	124,2	144,2	141,3	134,0	125,0	227,9	217,7	217,7	217,7
1.3		т.у.т.	—	440,8	166,4	166,4	143,4	166,4	163,1	154,6	144,2	263,0	251,2	251,2	251,2
2.1	Резервное топливо	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	дизель
2.2		тонн	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3		т.у.т.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	3085,8	1165,1	1165,1	1003,5	1165,1	1141,6	1082,5	1009,5	1840,8	1758,3	1758,3	1758,3

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	2610,0	1043,2	1002,2	902,0	1043,2	1045,0	1045,0	1025,0	1961,1	1961,1	1961,1	1961,1
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	150,0	30,0	30,0	0,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
6	Тепловая энергия отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	2460,0	1013,2	972,2	902,0	1013,2	1015,0	1015,0	995,0	1931,1	1931,1	1931,1	1931,1
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	140,0	75,1	72,0	0,0	75,1	75,1	75,1	75,1	75,1	75,1	75,1	75,1
		%	п7/п6*100	5,7	7,4	7,4	0,0	7,4	7,4	7,4	7,5	3,9	3,9	3,9	3,9
8	Тепловая энергия отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	2320,0	938,1	900,2	902,0	938,1	940,0	940,0	920,0	1856,1	1856,1	1856,1	1856,1
8.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	2320,0	938,1	900,2	902,0	938,1	940,0	940,0	920,0	1751,6	1751,6	1751,6	1751,6
8.2	ГВС	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1.3+п2.3)/п4	168,9	159,6	166,1	158,9	159,6	156,1	148,0	140,7	134,1	128,1	128,1	128,1
10	Средневзвешенный КПД котельной "нетто"	%	п4/п3*100	84,6	89,5	86,0	89,9	89,5	91,5	96,5	101,5	106,5	111,5	111,5	111,5
11	Коэффициент полезного использования теплоты топлива СЦТ	%	—	75,2	80,5	77,3	89,9	80,5	82,3	86,8	91,1	100,8	105,6	105,6	105,6
12	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	0,9	0,9	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	м.куб/ч	(п2+п3+п4)*Кг./п5	143,2	133,8	99,5	85,6	77,9	76,2	72,3	67,4	116,0	110,8	110,8	110,8
16	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	м.куб/ч	(п3+п4)*Кг./п5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	—	382,0	144,2	144,2	124,2	144,2	141,3	134,0	125,0	227,9	217,7	217,7	217,7
18	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Примечание				Предложений по изменению УТМ нет.											

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
СЦТ «ж/д ст. Муслумово»															
1.1	Основное топливо	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
1.2		тыс.м.куб.	—	426,0	268,1	266,6	289,2	277,0	500,0	499,6	499,6	499,6	499,6	495,9	495,9
1.3		т.у.т.	—	491,6	309,4	307,7	333,7	319,6	577,0	576,5	576,5	576,5	576,5	572,3	572,3
2.1	Резервное топливо	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	дизель
2.2		м.куб.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.3		т.у.т.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	3441,2	2166,0	2153,7	2336,2	2237,5	4039,2	4035,4	4035,4	4035,4	4035,4	4006,0	4006,0
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	3093,0	2292,4	2985,9	3012,0	3708,9	3716,0	3712,5	3712,5	3712,5	3712,5	3685,5	3685,5
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	87,0	10,0	10,0	0,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	3,0	3,0
6	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	3006,0	2282,4	2975,9	3012,0	3678,9	3686,0	3682,5	3682,5	3682,5	3682,5	3682,5	3682,5
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	66,0	169,1	220,4	0,0	70,0	70,0	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5
		%	п7/п6*100	2,2	7,4	7,4	0,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
8	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	2940,0	2113,4	2755,4	3012,0	3608,9	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0
8.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	2940,0	2113,4	2755,4	3012,0	3608,9	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0	3616,0
8.2	ГВС	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.3	технология	Гкал	—	—	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1.3+п2.3)/п4	158,9	135,0	103,0	110,8	86,2	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
10	Средневзвешенный КПД котельной "нетто"	%	п4/п3*100	89,9	105,8	138,6	128,9	165,8	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
11	Коэффициент полезного использования теплоты топлива СЦТ	%	—	85,4	97,6	127,9	128,9	161,3	89,5	89,6	89,6	89,6	89,6	90,3	90,3
12	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Том 2/Книга 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского МО

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
15	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	м.куб/ч	$(n_2+n_3+n_4)*K_{г.}/n_5$	99,5	87,1	89,6	88,5	70,1	126,4	126,3	126,3	126,3	126,3	125,3	125,3
16	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	м.куб/ч	$(n_3+n_4)*K_{г.}/n_5$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	—	426,0	268,1	266,6	289,2	277,0	500,0	499,6	499,6	499,6	499,6	495,9	495,9
18	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Примечание				Предложений по изменению УТМ нет.											

Приложение 2 Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения

Таблица 3.1. Форма статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения

№ ТН п.п.	Объект № (ID объекта)	Дата возникновения ТН Время возникновения ТН	Описание технологического нарушения (ТН)						Дата ликвидации ТН Время ликвидации ТН	Примечания (№ акта расследования ТН; № приказа по организации и т.п.)
			Местоположение ТН (принадлежность к РТС; принадлежность к организации; расстояние до ближайших ТК (ЗРА); координаты ТН)	Вид ТН (авария - А; инцидент: технологический отказ - ТО; функциональный отказ - ФО)	Характеристика ТН (конкретная неисправность отказавшего оборудования; нарушенная функция)	Причина ТН (при прямых внешних воздействиях - установленная причина ТН; при косвенных внешних воздействиях - предполагаемая причина ТН)	Последствия ТН (количество отключенных потребителей по категориям; количество недоотпущенной тепловой энергии; затраты на восстановление в руб; иные социальные последствия)	Способ ликвидации ТН (перечень выполненных работ: ТО, ТР, КР или полная замена отказавшего оборудования с указанием характеристик вновь установленного оборудования)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Источник № 1 ID=1	<u>19.01.2007.</u> 18:15:00	РТС № 1 ООО "Тепловые сети" ул. Ленина, д. 1	ФО	Образование свища в нижней части КПН котла № 5	Деформация труб при технологическом нарушении от 19.12.2005.	количество отключенных потребителей - 0; количество недоотпущенной тепловой энергии - 0 Гкал; затраты на восстановление - 20 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; монтаж элементов КПН котла № 5; сварочные работы.	<u>21.01.2007.</u> 12:15:00	Акт № 23 от 19.01.2007. Приказ № 19/01 от 22.01.2007.
2.	Участок № 256 ID=256	<u>09.02.2007.</u> 13:25:00	РТС № 1 ООО "Тепловые сети" ул. Суворова, д. 15 ЗРА в ТК № 34 L = 45 м.	ТО	Свищ на подающем теплопроводе Ду = 600 мм. Ориентация свища: 17.00 часов.	Внутренняя коррозия	количество отключенных потребителей: категория I - 1: ул. Суворова, д. 15; категория II - 5: ул. Нахимова, д. 4, 6, 8, 10, 12; категория III - 15: ул. Мира, д. 1 - 15; количество недоотпущенной тепловой энергии - 3000 Гкал; затраты на восстановление - 50 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; замена теплопровода Ду=600 мм, L=5м; монтаж и сварочные работы на подающем теплопроводе.	<u>09.02.2007.</u> 23:25:00	Акт № 25 от 09.02.2007. Приказ № 34/02 от 12.02.2007.
3.	Перемычка № 52 ID= 235	<u>12.03.2007.</u> 15:15:00	РТС № 2 ООО "Тепловые сети" ул. Буденного, д. 4 ЗРА в ТК № 48 L = 52 м.	ТО	Свищ на обратном теплопроводе Ду = 250 мм. Ориентация свища: 11.00 часов.	Наружная коррозия из-за повреждения изоляции	количество отключенных потребителей: категория I - 0; категория II - 3: ул. Свободы, д. 3, 5, 7; категория III - 0; количество недоотпущенной тепловой энергии - 1000 Гкал; затраты на восстановление - 10 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; замена теплопровода Ду=250 мм, L=2м; монтаж и сварочные работы на обратном теплопроводе.	<u>13.03.2007.</u> 00:15:00	Акт № 35 от 12.03.2007. Приказ № 43/03 от 15.03.2007.
4.	Вспомогательный участок № 68 ID=356	<u>21.03.2007.</u> 09:10:00	РТС № 2 ООО "Тепловые сети" ул. Фестивальная, д. 7 ЗРА в ТК № 35 L = 10 м.	ТО	Свищ на прямом теплопроводе Ду = 110 мм. Ориентация свища: 09.00 часов.	Наружная коррозия из-за повреждения изоляции	количество отключенных потребителей: категория I - 0; категория II - 0; категория III - 0; количество недоотпущенной тепловой энергии - 0 Гкал; затраты на восстановление - 15 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; замена теплопровода Ду=110 мм, L=1м; монтаж и сварочные работы на прямом теплопроводе.	<u>21.03.2007.</u> 18:20:00	Акт № 47 от 21.03.2007. Приказ № 49/03 от 25.03.2007.

Таблица 3.2. Пример формы «Сведения по источнику теплоснабжения»

Источник №	ID	Адрес (принадлежность к РТС, принадлежность к организации)	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования источников									
				Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
						ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная № 1	ID=1	ул. Ленина, д. 1 РТС № 1 ООО "Тепловые сети"	20.09.2006.	20.09.2007.	5760	20.06.2007. - котел № 1 20.07.2007. - котел № 2 20.08.2007. - котел № 3			20.06.2007. - котел № 1 20.07.2007. - котел № 2 20.08.2007. - котел № 3				Акт № 23 от 19.01.2007. Образование свища в нижней части КПП котла № 3
				20.09.2008.	11300	20.06.2008. - котел № 1 20.07.2008. - котел № 2 20.08.2008. - котел № 3			20.06.2008. - котел № 1 20.07.2008. - котел № 2 20.08.2008. - котел № 3				
				20.09.2009.	16680	20.06.2009. - котел № 1 20.07.2009. - котел № 2 20.08.2009. - котел № 3			20.06.2009. - котел № 1 20.07.2009. - котел № 2 20.08.2009. - котел № 3				

Таблица 3.3. Пример формы «Сведения по участку тепловой сети»

Участок №	ID	Начало участка	Конец участка	Условный диаметр, мм	Длина, м	Вид изоляции	Тип прокладки	Дата ввода в эксплуатацию (год прокладки)	Сведения об эксплуатации участка тепловой сети									
									Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
											час	ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
256	ID=256	01-04-ТК-8н	01-04-ТК-9н	600	98	ППУ (ППМА)	подземная, в непроходном канале	1990	1991	8760	1991			1991	2015			
									1992	17520	1992			1992				
									1993	26280		1993		1993				
									...	...	...	...	...	...		...	...	...
									2007	148920	2007			2007			Акт № 25 от 09.02.2007.	

Таблица 3.4. Пример формы «Сведения по насосным станциям»

Насосная станция №	ID	Адрес (принадлежность к РТС, принадлежность к организации)	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования насосной станции									
				Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
						ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НС № 5	ID=13	ул. Фадеева, д. 43 РТС № 2 ООО "Тепловые сети"	2006	2007	5760	20.06.2007. - насосы № 1, 2 20.07.2007. - насосы № 3, 4			20.06.2007. - насосы № 1, 2 20.07.2007. - насосы № 3, 4	2030	Акт № 99 от 13.11.2007.		
				2008	11300	20.07.2008. - насосы № 1, 2 20.08.2008. - насосы № 3, 4			20.07.2008. - насосы № 1, 2 20.08.2008. - насосы № 3, 4				
				2009	16680	20.06.2009. - насосы № 1, 2 20.07.2009. - насосы № 3, 4			20.06.2009. - насосы № 1, 2 20.07.2009. - насосы № 3, 4				

Таблица 3.5. Пример формы «Сведения по ТК»

Тепловая камера №	ID	Адрес (принадлежность к РТС, принадлежность к организации)	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования тепловой камеры									
				Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
						ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТК № 145	ID=345	ул. Запорожская, д. 8 РТС № 2 ООО "Тепловые сети"	1996	1997	8760	20.06.1997. - ЗПА № 1, 2 20.07.1997. - ЗПА № 3, 4			20.06.1997. - ЗПА № 1, 2 20.07.1997. - ЗПА № 3, 4	2030			
				1998	17520	20.06.1998. - ЗПА № 1, 2 20.07.1998. - ЗПА № 3, 4			20.06.1998. - ЗПА № 1, 2 20.07.1998. - ЗПА № 3, 4				
				1999	26280	20.06.1999. - ЗПА № 1, 2 20.07.1999. - ЗПА № 3, 4			20.06.1999. - ЗПА № 1, 2 20.07.1999. - ЗПА № 3, 4				
				...	...	...	...	...	...		...	...	...
				2007	87600			20.06.2007. - ЗПА № 1, 2 20.07.2007. - ЗПА № 3, 4			Акт № 97 от 29.10.2007.		

Таблица 3.7. Пример формы «Сведения по Потребителям»

Потребитель №	ID	Адрес	Категория категория I - не допускается перерыв в теплоснабжении; категория II - перерыв в теплоснабжении не более 54 ч.; категория III - остальные потребители.	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования потребителя									
					Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
							ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Потребитель № 5	ID=154	ул. Красная, д. 37	II	2006	2007	5760	20.06.2007. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2007. - теплообменный аппарат № 2			20.06.2007. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2007. - теплообменный аппарат № 2	2030		Акт № 115 от 19.12.2007.	
					2008	11300	20.06.2008. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2008. - теплообменный аппарат № 2			20.06.2008. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2008. - теплообменный аппарат № 2				
					2009	16680	20.06.2009. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2009. - теплообменный аппарат № 2			20.06.2009. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2009. - теплообменный аппарат № 2				

Приложение 3 Таблицы расчёта показателей экономической эффективности инвестиционных проектов.

Наименование проекта		A1	Строительство блочно-модульной котельной (БМК) по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, д. 1Г Кунашакского района Челябинской области.																						
Величина ставки дисконтирования		12	Величина инвестиционной надбавки к тарифу				0	Срок жизни проекта				20	Год начала реализации проекта				2026	ЕТО	МУП "Балык"						
№пп	наименование показателя	ед. изм.	обозначение в формулах	год																					
				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
1	инвестиции	млн. руб.	IC	23,10	24,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
2	амортизационные отчисления	млн. руб.	A	0,00	0,00	2,50	2,60	2,70	2,81	2,92	3,04	3,16	3,29	3,42	3,55	3,70	3,84	4,00	4,16	4,32	4,50	4,68	4,86	5,06	
3	величина инвестиционной надбавки к тарифу	руб./Гкал	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	снижение постоянных издержек за счёт реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	2,51	2,61	2,71	2,82	2,94	3,05	3,18	3,30	3,43	3,57	3,71	3,86	4,02	4,18	4,35	4,52	4,70	4,89	5,08	
5	величина снижения удельных переменных издержек за счёт реализации проекта с учётом ИПЦ	руб./Гкал	—	0	0	226	235	244	254	264	275	286	297	309	321	334	348	362	376	391	407	423	440	458	
6	экономический эффект от реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	4,72	4,91	5,11	5,31	5,52	5,83	6,15	6,50	6,76	7,03	7,31	7,61	7,91	8,23	8,56	8,90	9,26	9,63	10,01	
7	чистый денежный поток	млн. руб.	CFt	-23,10	-24,92	7,22	7,51	7,81	8,12	8,45	8,87	9,31	9,79	10,18	10,59	11,01	11,45	11,91	12,39	12,88	13,40	13,93	14,49	15,07	
8	коэффициент дисконтирования	у.е.	—	1,00	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10	
9	дисконтированный денежный поток	млн. руб.	NCFt	-23,10	-22,25	5,76	5,34	4,96	4,61	4,28	4,01	3,76	3,53	3,28	3,04	2,83	2,62	2,44	2,26	2,10	1,95	1,81	1,68	1,56	
10	чистый приведённый доход	млн. руб.	NPVt	-23,10	-45,35	-39,59	-34,25	-29,29	-24,68	-20,40	-16,39	-12,63	-9,10	-5,82	-2,78	0,05	2,67	5,11	7,37	9,47	11,42	13,23	14,92	16,48	
11	объём полезного отпуска тепловой энергии	тыс. Гкал	—	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	10,10	10,40	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	

Наименование проекта		Д1 и Д2		Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесной" и СЦТ "мкр. Совхозный".																						
Величина ставки дисконтирования		12		Величина инвестиционной надбавки к тарифу				0		Срок жизни проекта				20		Год начала реализации проекта				2026		ЕТО		МУП "Балык"		
№пп	наименование показателя	ед. изм.	обозначение в формулах	номер года																						
				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046		
1	инвестиции	млн. руб.	IC	0,16	1,12	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
2	амортизационные отчисления	млн. руб.	A	0,00	0,00	0,00	0,11	0,12	0,12	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19	0,20	0,21	0,21	0,22		
3	величина инвестиционной надбавки к тарифу	руб./Гкал	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	снижение постоянных издержек за счёт реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
5	величина снижения удельных переменных издержек за счёт реализации проекта с учётом ИПЦ	руб./Гкал	—	0	0	0	65	68	71	73	76	79	83	86	89	93	97	100	104	109	113	117	122	127		
6	экономический эффект от реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	0,00	0,29	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,34	0,35	0,36	0,38	0,39	0,41	0,43	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52		
7	чистый денежный поток	млн. руб.	CFt	-0,16	-1,12	-1,00	0,40	0,40	0,41	0,43	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52	0,54	0,56	0,58	0,61	0,63	0,66	0,68	0,71	0,74		
8	коэффициент дисконтирования	у.е.	—	1,00	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10		
9	дисконтированный денежный поток	млн. руб.	NCFt	-0,16	-1,00	-0,80	0,29	0,25	0,23	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08		
10	чистый приведённый доход	млн. руб.	NPVt	-0,16	-1,16	-1,96	-1,67	-1,42	-1,19	-0,97	-0,77	-0,58	-0,41	-0,25	-0,10	0,04	0,17	0,29	0,40	0,50	0,60	0,69	0,77	0,85		
11	объём полезного отпуска тепловой энергии	тыс. Гкал	—	5,45	5,20	4,68	4,43	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08		

Наименование проекта		Д3 и Д4	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «ж/д ст. Муслюмово» и СЦТ «пос. Муслюмово».																							
Величина ставки дисконтирования		12	Величина инвестиционной надбавки к тарифу				0		Срок жизни проекта				0		Год начала реализации проекта				2026		ЕТО	ООО "Стрела"				
№пп	наименование показателя	ед. изм.	обозначение в формулах	номер года																						
				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046		
1	инвестиции	млн. руб.	IC	0,20	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
2	амортизационные отчисления	млн. руб.	A	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04		
3	величина инвестиционной надбавки к тарифу	руб./Гкал	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	снижение постоянных издержек за счёт реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
5	величина снижения удельных переменных издержек за счёт реализации проекта с учётом ИПЦ	руб./Гкал	—	0	0	63	65	68	71	73	76	79	83	86	89	93	97	100	104	109	113	117	122	127		
6	экономический эффект от реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	0,34	0,35	0,36	0,38	0,39	0,41	0,43	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52	0,54	0,56	0,58	0,61	0,63	0,66	0,68		
7	чистый денежный поток	млн. руб.	CFt	-0,20	-0,21	0,36	0,37	0,39	0,40	0,42	0,43	0,45	0,47	0,49	0,51	0,53	0,55	0,57	0,59	0,62	0,64	0,67	0,70	0,72		
8	коэффициент дисконтирования	у.е.	—	1,00	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10		
9	дисконтированный денежный поток	млн. руб.	NCFt	-0,20	-0,19	0,28	0,26	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08		
10	чистый приведённый доход	млн. руб.	NPVt	-0,20	-0,39	-0,10	0,16	0,41	0,63	0,85	1,04	1,23	1,40	1,55	1,70	1,83	1,96	2,08	2,19	2,29	2,38	2,47	2,55	2,62		
11	объём полезного отпуска тепловой энергии	тыс. Гкал	—	4,556	4,536	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368	5,368		

Наименование проекта		В1	Реконструкция, модернизация и ремонт сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино" в с. Новобурино																											
Величина ставки дисконтирования		12	Величина инвестиционной надбавки к тарифу				200	Срок жизни проекта				25	Год начала реализации проекта				2026	ЕТО	МУП "Балык"											
№пп	наименование показателя	ед. изм.	Обозначение в формулах	номер года																										
				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050		
1	инвестиции	млн. руб.	IC	4,31	4,65	4,92	5,12	5,33	5,54	5,76	5,99	6,23	6,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
2	амортизационные отчисления	млн. руб.	A	0,00	0,17	0,37	0,58	0,80	1,05	1,31	1,60	1,90	2,23	2,57	2,68	2,78	2,89	3,01	3,13	3,26	3,39	3,52	3,66	3,81	3,96	4,12	4,28	4,46		
3	величина инвестиционной надбавки к тарифу	руб./Гкал	—	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00		
4	снижение постоянных издержек за счёт реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
5	величина снижения удельных переменных издержек за счёт реализации проекта с учётом ИПЦ	руб./Гкал	—	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	206	214	223	232	241	251	261	271	282	293	305	317,20	329,89	343,08	356,81		
6	экономический эффект от реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,20	0,39	0,59	0,78	0,98	1,18	1,41	1,66	1,94	2,22	2,31	2,40	2,50	2,60	2,70	2,81	2,92	3,04	3,16	3,28	3,42	3,55	3,70	3,84		
7	чистый денежный поток	млн. руб.	CFt	-4,31	-2,32	-2,21	-2,00	-1,78	-1,55	-1,31	-0,96	-0,59	-0,16	4,79	4,98	5,18	5,39	5,61	5,83	6,06	6,31	6,56	6,82	7,09	7,38	7,67	7,98	8,30		
8	коэффициент дисконтирования	у.е.	—	1,00	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07		
9	дисконтированный денежный поток	млн. руб.	NCFt	-4,31	-2,07	-1,76	-1,42	-1,13	-0,88	-0,66	-0,43	-0,24	-0,06	1,54	1,43	1,33	1,24	1,15	1,07	0,99	0,92	0,85	0,79	0,74	0,68	0,63	0,59	0,55		
10	чистый приведённый доход	млн. руб.	NPVt	-4,31	-6,38	-8,14	-9,56	-10,69	-11,57	-12,24	-12,67	-12,91	-12,96	-11,42	-9,99	-8,66	-7,42	-6,28	-5,21	-4,22	-3,30	-2,45	-1,66	-0,92	-0,24	0,39	0,98	1,53		
11	объём полезного отпуска тепловой энергии	тыс. Гкал	—	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	10,10	10,40	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77		

Приложение 4 Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212.

Номер мероприятий (проектов) "XXX.XX.XX.XXX", в котором:

- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО (цифры «000» означают, что мероприятие (проект) относится к зоне действия, в которой ЕТО не определён, например: зона перспективной застройки);
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

"01" - группа проектов на источниках тепловой энергии;

"02" - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них;

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны указываться следующие показатели:

Группа ".01" (источники тепловой энергии).

"01" - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"02" - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"03" - подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"04" - подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки.

Группа ".02" (тепловые сети и сооружения на них).

"01" - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;

"02" - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;

"03" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

"04" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

"05" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;

"06" - подгруппа проектов строительства новых насосных станций;

"07" - подгруппа проектов реконструкции насосных станций;

"08" - подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».
3. Федеральный закон РФ № 190 от 27.07.2010г. «О теплоснабжении».
4. Федеральный закон РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
5. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
6. ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».
7. СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий».
8. СП 23-101-2004 «Проектирование тепловой защиты зданий».
9. СНиП 31-05-2003 «Общественные здания административного назначения».
10. СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
11. СП 131.13330.2020 «Строительная климатология».
12. 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».
13. Постановление Правительства РФ №1075 от 22.10.2012г. «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».
14. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».
15. СП 89.13330.2016 «Котельные установки».
16. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов».
17. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. №115).
18. Новости теплоснабжения, №9 (сентябрь), 2010 г. Статья: «Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое».
19. А.К. Тихомиров «Теплоснабжение районов города», 2006г. Хабаровск.
20. СП 373.1325800.2018 «Источники теплоснабжения автономные».
21. Укрупнённые нормативы цены строительства НЦС 81-02-12-2026 «Наружные тепловые сети».
22. Укрупнённые нормативы цены строительства НЦС 81-02-19-2026 «Здания и сооружения городской инфраструктуры».
23. Приказ Министерства регионального развития РФ от 28 декабря 2009г. №610 «Об утверждении Правил установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок».
24. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 26 июля 2013г. № 310 «Об утверждении методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».
25. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии».
26. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 года №325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».
27. Приказ Министерства энергетики РФ от 10 августа 2012 г. № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов

- удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».
28. Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 №452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. №340».
 29. СО 153-34.20.523(1)-2003 «Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателям: "разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах" и "удельный расход электроэнергии» утв. Приказом Министерства энергетики РФ №278 от 30 июня 2003г.
 30. СО 153-34.20.523(2)-2003 «Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю: удельный расход сетевой воды» утв. Приказом Министерства энергетики РФ №278 от 30 июня 2003г.
 31. Проект приказа Министерства регионального развития «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».
 32. Методика и алгоритм расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов ОАО «Газпром промгаз»; Москва, 2013.
 33. «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. №ВК477).
 34. СО 153-34.20.523(3)-2003 «Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю: тепловые потери» утв. Приказом Министерства энергетики РФ №278 от 30 июня 2003г.
 35. СО 153-34.20.523(4)-2003 «Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю: потери сетевой воды» утв. Приказом Министерства энергетики РФ №278 от 30 июня 2003г.
 36. Постановление Правительства РФ от 18 ноября 2013г. №1034 «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя».
 37. Постановление Правительства РФ от 25 января 2011г. №18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов».
 38. Постановление Правительства РФ от 16 апреля 2012 г. №307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
 39. СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе».
 40. Приказ Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. N 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».
 41. Надежность систем теплоснабжения / Е.В.Сеннова, А.В.Смирнов, А.А.Ионин и др.; - Новосибирск: Наука, 2000.
 42. А.А.Ионин. «Надежность систем тепловых сетей».
 43. Хрилёв Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения. - Энергия, Москва, 1978г.