



Акционерное общество
«Сибирский инженерно-аналитический центр»

Свидетельство №0624-2012-2461002003-П-9 от 19 сентября 2012 г.

Заказчик-Филиал «Минусинская ТЭЦ» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Актуализация схемы теплоснабжения г. Минусинска на период с 2019 по 2033 г.

Книга 2

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения ТОМ I

3048.17



Акционерное общество
«Сибирский инженерно-аналитический центр»

Свидетельство №0624-2012-2461002003-П-9 от 19 сентября 2012 г.

Заказчик-Филиал «Минусинская ТЭЦ» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Актуализация схемы теплоснабжения г. Минусинска на период с 2019 по 2033 г.

Книга 2

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения

ТОМ I

3048.17

Начальник Красноярского
проектного отделения

В.В. Ермаков

Главный инженер проекта

А.А.Бойко

2017

СОСТАВ ПРОЕКТА:

Книга 1 – Схема теплоснабжения

Книга 2, ТОМ I – Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения.

Книга 2, ТОМ II – Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения
(Приложения №1,2,3,4,5).

Книга 2, ТОМ III – Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения
(Приложение №6)

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	12
Термины и определения.	13
Глава 1. "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";.....	15
Часть 1. "Функциональная структура теплоснабжения"	15
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними, в том числе;.....	15
1.1.2. Зоны действия производственных котельных;.....	15
1.1.3. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	16
1.1.3.1. г. Минусинск.....	16
1.1.3.2. п. Зеленый Бор.....	16
1.1.4. Приложение: бумажные и электронные карты-схемы поселения с делением поселения на зоны действия.....	16
Часть 2. "Источники тепловой энергии:.....	16
2.1. Минусинская ТЭЦ:.....	16
1.2.1.1. Структура основного оборудования:.....	16
1.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;.....	19
1.2.1.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	19
1.2.1.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;.....	19
1.2.1.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;.....	19
1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);.....	20
1.2.1.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	20
1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования:	21
1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	21
1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	21
1.2.1.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	21
1.2.2. Муниципальная котельная по ул. Суворова, 23«в»:	21
1.2.2.1. Структура основного оборудования:.....	21

1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;.....	23
1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	23
1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;.....	23
1.2.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;.....	23
1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	23
1.2.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	24
1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования:	24
1.2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	24
1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	24
1.2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	24
Часть 3. "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты";.....	25
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект;.....	25
1.3.1.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ (в том числе тепловые сети, эксплуатируемые ООО «Ермак» и ООО МТТК и далее по тексту – тепловые сети от Минусинской ТЭЦ);.....	25
1.3.1.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»;	25
1.3.2. Электронные и(или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии;.....	25
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки;.....	25
1.3.3.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ:	25
1.3.3.2. тепловые сети от котельной Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»;	25
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях;	26
1.3.4.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ.....	26
1.3.4.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»;.....	26

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов;	26
3.5.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ.....	26
3.5.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в».....	26
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности;	26
1.3.6.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ.....	26
1.3.6.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в».....	26
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети;	27
1.3.7.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ.....	27
1.3.7.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в».....	27
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики;	27
1.3.8.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ.....	27
1.3.8.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в».....	28
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей за последние 5 лет;.....	28
1.3.10. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов;	29
3.10.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ.....	29
3.10.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в».....	29
1.3.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей;	29
1.3.12. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя;	29
1.3.13. К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:.....	32
1.3.14. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения;	33
1.3.15. Описание типов присоединений тепlopотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям;.....	33
1.3.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя;	33
1.3.17. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи;	33
1.3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций:.....	34

1.3.19.	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления;	34
1.3.20.	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	34
Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"		34
Часть 5. "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии"		35
1.5.1.	Значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха;	35
1.5.2.	Случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии;	35
1.5.3.	Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом;	35
1.5.4.	Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии;	35
1.5.5.	Существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление.	36
Часть 6. "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии":		36
1.6.1.	Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии;	36
1.6.2.	Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю;	38
1.6.3.	Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	38
1.6.4.	Резервов тепловой мощности, нетто, источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности, нетто, в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	38
Часть 7 "Балансы теплоносителя":		38
1.7.1.	Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть;	38
1.7.2.	Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	39
Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом":		39

1.8.1. Муниципальная котельная по ул. Суворова, 23«в»	39
1.8.1.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;	39
1.8.1.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями;	40
1.8.1.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки;	40
1.8.1.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.	40
1.8.2. Минусинская ТЭЦ.....	40
1.8.2.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;	40
1.8.2.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями;	40
1.8.2.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки;	40
1.8.2.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.	41
Часть 9. "Надежность теплоснабжения":	41
1.9.1. Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии;	41
1.9.2. Анализ аварийных отключений потребителей;.....	46
1.9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений;	46
Часть 10. "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения"	46
1.10.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации;.....	46
1.10.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения;.....	48
1.10.3. Платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности;.....	56
1.10.4. Платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	56
Часть 11. "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа" содержит:	56

1.11.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);	56
1.11.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);	56
1.11.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения;	56
1.11.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения;	57
1.11.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	57
Глава 2. "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";	58
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения;	58
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий;	58
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации;	68
2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов;	69
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих, или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, или индивидуального теплоснабжения на каждом этапе;	69
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе;	73
2.7. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель;	73
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения;	73

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.	73
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа включает в себя:	74
Глава 4. "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки"	75
4.1. Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источника тепловой энергии;.....	75
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 магистрального вывода.....	76
Глава 5. "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах"	80
Глава 6. "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии";	81
6.1.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;.....	81
6.1.2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;	82
6.1.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;	82
6.1.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;	82
6.1.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии;	82
6.1.6. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;	82
6.1.7. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;	82
6.1.8. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;.....	82

6.1.9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями;	83
6.1.10. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа;	84
6.1.11. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии;.....	84
6.1.12. Радиус эффективного теплоснабжения:	84
Глава 7. "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них:	85
Глава 8. "Перспективные топливные балансы":	86
Глава 9. "Оценка надежности теплоснабжения"	88
9.1 Перспективные показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии.....	88
9.2 Перспективные показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии.....	89
9.3 Перспективные показатели, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии.....	90
9.4 Перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующие отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.....	90
Глава 10. "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение"	91
10.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	91
10.2. Расчеты эффективности инвестиций и предложения по источникам инвестиций..	92
10.3. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения.....	92
Глава 11. "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации"	93
Список использованных источников	94

Введение

В данном томе содержатся информация о существующем положении теплоснабжении в муниципальном образовании город Минусинск.

В муниципальное образование город Минусинск включено: г. Минусинск и поселок Зеленый Бор.

Минусинск является центральным городом южных районов Красноярского края.

Основу транспортного каркаса южного макрорайона составляют широтный (железная дорога Абакан-Тайшет) и меридиональный (М-54-Красноярск-Абакан-Кызыл) транспортные коридоры. Пересечение этих осей образует один из важнейших узлов планировочной структуры края г. Минусинск.

Минусинск – один из старинных городов южной Сибири, расположен он в правобережье Енисея в центре обширной лесостепной Минусинской котловины, окруженной со всех сторон горами. Ландшафт Минусинска и его окрестностей равнинный. Енисейская протока, пересекая город, придает ему особенную отличительную красоту и делит его на две части - старую, сохранившую черты сибирского города 19 века, и новую, где возведены современные многоэтажные микрорайоны.

Преимущественно аграрная специализация определяет и относительное экологическое благополучие юга края по сравнению с центральной группой территорий края. В силу особенностей геоморфологического строения территории, сложных условий для рассеивания выбросов атмосферу (ввиду наличия малопроветриваемых котловин), размещение промышленных объектов требует серьезной экологической экспертизы. Минусинск расположен в центре Минусинской котловины, размещение здесь предприятий, дающих вредные выбросы не допустимо. Перспектива развития Минусинского промышленного узла видится за развитием легкой и пищевой промышленности.

Город Минусинск развивается в окружении уникального природно-ландшафтного комплекса. Его опоясывают уникальные ленточные боры, ценные сельскохозяйственные угодья. К востоку от него расположен «Лугавский Бор» - памятник природы. Большой популярностью пользуются озера Минусинской котловины: Большой и Малый Кызыкуль, Озеро Тагарское с его минеральной водой.

Термины и определения.

1. "Зона действия системы теплоснабжения" - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;
2. "Зона действия источника тепловой энергии" - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;
3. "Установленная мощность источника тепловой энергии" - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
4. "Располагаемая мощность источника тепловой энергии" - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);
5. "Мощность источника тепловой энергии нетто" - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;
6. "Теплосетевые объекты" - объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;
7. "Элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;
8. "Расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.
9. "Материальная характеристика тепловой сети" - сумма произведений наружных диаметров трубопроводов участков тепловой сети на их длину. Материальная характеристика включает в себя все участки тепловой сети, находящиеся на балансе предприятия тепловых сетей (электростанции), с распределением их по типам прокладки и видам теплоизоляционных конструкций, а также при необходимости по принадлежности к отдельным организационным структурным единицам (районам) предприятий тепловых сетей.
10. Авариями в тепловых сетях, (Согласно п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001 утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191) считаются:

Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов.

Повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение

более чем на 50 процентов отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

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

Часть 1. "Функциональная структура теплоснабжения"

1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними, в том числе;

1.1.1. Теплоснабжение г. Минусинска 99% всех абонентов подключенных к централизованной системе теплоснабжения исторической и новой части города и микрорайоны) осуществляется от ТЭЦ находящейся за пределами города на расстоянии 5 км юго-восточнее по федеральной трассе М-54 Красноярск-Абакан-Кызыл. ТЭЦ эксплуатирует филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК(ТГК-13)» ИНН 2460237933, адрес 662600, Красноярский край, г. Минусинск, промплощадка МТЭЦ, а/я – 531.

Магистральные тепловые сети от Минусинской ТЭЦ, повысительные насосные станции (ПНС) обслуживаются ООО «Минусинская теплотранспортная компания»-ИНН-2455037150, адрес 662606, Красноярский край, г. Минусинск, ул. К. Маркса, д. 44.

Внутриквартальные тепловые сети находятся на эксплуатации в теплосетевой организации ООО «Ермак» ИНН 2455017724, адрес 662601, Красноярский край, г. Минусинск, ул. Красноармейская, д. 2 имеющий утвержденный тариф на транспорт тепловой энергии и теплоносителя.

1% абонентов подключенных к централизованной системе теплоснабжения район ТУСМ исторической части города Минусинска осуществляется муниципальной котельной располагаемой по адресу: ул. Суворова, 23 «в». Котельную и тепловые сети от источника до абонентов эксплуатирует МУП «Минусинское городское хозяйство» ИНН 2455029568, адрес 662608, Красноярский край, г. Минусинск, ул. Суворова, 43.

1.1.2. Теплоснабжение всех абонентов подключенных к централизованной системе теплоснабжения п. Зеленый Бор осуществляется от ТЭЦ, эксплуатирует филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК(ТГК-13)».

Магистральные тепловые сети от Минусинской ТЭЦ до поселка Зеленый Бор, повысительные насосные станции (ПНС) находятся на эксплуатации филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК(ТГК-13)».

Тепловые сети поселка Зеленый Бор на эксплуатации в теплосетевой организации ООО «Ермак».

Реализация (сбыт) тепловой энергии осуществляет ОАО «Красноярская теплотранспортная компания» юр. адрес 660014 г. Красноярск, ул. Малаховская, 5., почт. адрес 662600, Красноярский край, г. Минусинск, промплощадка МТЭЦ.

1.1.2. Зоны действия производственных котельных;

Производственная котельная ЗАО «Минусинская кондитерская фабрика» расположена по адресу: г. Минусинск, ул. Ленина, 92. Обеспечивает собственные производственные помещения тепловой энергией: на отопление 0,89 Гкал/ч; на технологические нужды 2,49 Гкал/ч.

Производственная котельная ООО «Минусинский пивоваренный завод» расположена по адресу: г. Минусинск, ул. Ленина, 38. Обеспечивает собственные производственные помещения тепловой энергией: на отопление 0,295 Гкал/ч; на технологические нужды 1,191 Гкал/ч.

Производственная котельная ОАО «МОЛОКО» расположена по адресу: г. Минусинск, ул. Февральская, 20. Обеспечивает собственные производственные помещения тепловой энергией: на отопление 0,59 Гкал/ч; на технологические нужды предприятия 0,86 Гкал/ч.

Производственная котельная Минусинского филиала ГПКК «Красноярсклес» расположена по адресу г. Минусинск, ул. Советская, 116. Обеспечивает собственные производственные помещения тепловой энергией: на отопление 0,3404 Гкал/ч; на ГВС 0,0048 Гкал/ч; а также 28 частных жилых домов с суммарной тепловой нагрузкой 0,4243 Гкал/ч в том числе отопление 0,3238 Гкал/ч и ГВС 0,1005 Гкал/ч.

1.1.3. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.

1.1.3.1. г. Минусинск.

В г. Минусинске имеется 2 централизованных источника теплоснабжения, которые расположены в центральной и восточной частях населенного пункта. От котельных отапливаются многоквартирные жилые дома, а также социально-значимые объекты (здание администрации, аптека, магазин, узел связи, АТС, Сбербанк, школа, детский сад, больница, Дом Культуры). Индивидуальное теплоснабжение распространяется, в основном, на частный сектор. Населенный пункт не газифицирован, поэтому основным видом топлива индивидуальных источников служат уголь и дрова.

1.1.3.2. п. Зеленый Бор.

Теплоснабжение п. Зеленый Бор осуществляется от Минусинской ТЭЦ. Индивидуальное теплоснабжение распространяется, в основном, на частный сектор. Населенный пункт не газифицирован, поэтому основным видом топлива индивидуальных источников служат уголь и дрова.

1.1.4. Приложение: бумажные и электронные карты-схемы поселения с делением поселения на зоны действия.

Существующие тепловые сети с разграничением балансовой принадлежности и зоны действия производственных котельных и индивидуального теплоснабжения показаны на карте-схеме Приложения №1.

Часть 2. "Источники тепловой энергии:

2.1. Минусинская ТЭЦ:

1.2.1.1. Структура основного оборудования:

Дата основания — 25 декабря 1997 года. В этот день был введен в промышленную эксплуатацию первый энергоблок. Минусинская ТЭЦ, до этого выполнявшая функции котельной, стала вырабатывать электроэнергию.

Минусинская ТЭЦ - основной источник тепла в Минусинске. Станция снабжает тепловой энергией город Минусинск, поселки Зеленый бор.

Установленная электрическая мощность составляет 85 МВт, установленная тепловая мощность - 330,4 Гкал/ч.

В Минусинской ТЭЦ установлено:

- а. 5 котлов суммарной паропроизводительностью 720 тонн/час (таб. 2.1.);
- б. Турбина установленной электрической мощностью 85 МВт, установленной тепловой мощностью 150,4 Гкал/час.

- в. 2 дымовых железобетонных трубы высотой $H=100\text{м}$ верхний внутренний диаметр $D=3,0\text{ м}$ и высотой $H=250\text{м}$ верхний внутренний диаметр $D=9,6\text{ м}$;
- г. Мазутные баки: РВС №1, №2 емкостью 3000 м^3 , резервуары РВС №3, №4 емкость 3000 м^3 и РВС 70 м^3 в количестве 12 шт;
- д. Водоподготовительная установка (ВПУ) подпитки котлов МТЭЦ производительность 420 т/ч ;
- е. Баки запаса конденсата и подпитки теплосети: в котло-турбинном цехе в эксплуатации находятся баки аккумуляторы БАГВ №1, №2 и №3 емкостью 2000 м^3 каждый;
- ж. В химическом цехе в эксплуатации находятся Баки обессоленной воды (БОВ) №1-5 емкостью 250 м^3 каждый и БОВ №6 емкостью 1000 м^3 ;
- з. Система внешнего гидрозолаудаления:
 - золошлакоотвал пойменного типа, односекционный, с замкнутой ограждающей дамбой, длиной 2680 м (с учетом ограждающей дамбы пруда осветленной воды). Площадь ЗШО $34,5\text{га}$. Общий объем хранилища $1,86\text{ млн.м}^3$;
 - насосная станция осветленной воды;
 - пульпопроводы;
 - трубопроводы осветленной воды.
- и. Система технического водоснабжения:
 - инфильтрационный вобозабор, включающий водозаборные скважины, насосные станции 1-го и 2-го подъемов на о-ве Жульминском;
 - магистральные водоводы от о. Жульминского до промплощадки ТЭЦ;
 - Градирня высотой 72 метра , площадью орошения 2600 м^2 ;
 - насосная станция циркуляционной воды.

Принципиальная схема Минусинской ТЭЦ показана на рисунке № 1.1.

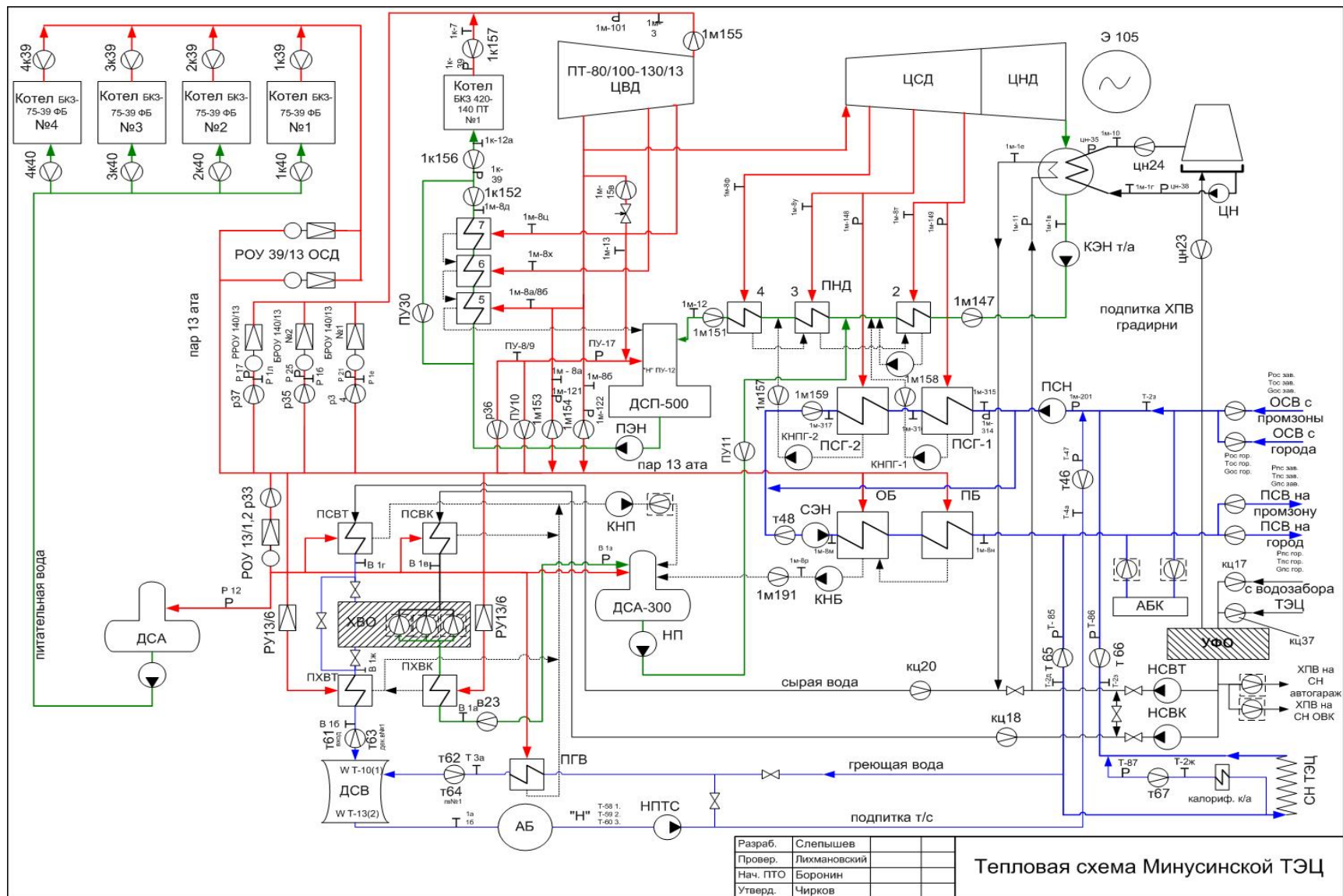


Рисунок № 1.1: Принципиальная Схема Минусинской ТЭЦ

1.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;

Таблица 1.2.1.1

№	Тип	Параметры		Производительность G, т/час или Установленная тепловая и электрическая мощность N _{уст} , Гкал/ч, (МВт)
		P _{раб} , кгс/см ²	T _{max} , °C.	
1	БКЗ-420 -140ПТ2	140	560	420
1	БКЗ-75 -39ФБ	39	440	75
2	БКЗ-75 -39ФБ	39	440	75
3	БКЗ-75 -39ФБ	39	440	75
4	БКЗ-75 -39ФБ	39	440	75
ПТБ01	ПТ-85/105-130/13-1М	128	555	130 (85)
—	БГ-2600-70-8			16500-20000

1.2.1.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;

Недоиспользование мощности и ограничений между установленной и располагаемой мощностями ТЭЦ нет.

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

Собственные нужды ТЭЦ: Q_{сумм}=19,7 Гкал/ч.

Хозяйственные нужды ТЭЦ: Q_{сумм}=1,8063 Гкал/ч.

отопление Q=1,4692 Гкал/ч.

вентиляция Q=0,0894 Гкал/ч.

горячее водоснабжение Q=0,24771 Гкал/ч.

Параметры тепловой мощности нетто Q=299 Гкал/ч

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

Таблица 1.2.1.2.

№	Тип (марка) котла	Дата ввода	Год достижения паркового нормативного ресурса
1	2	3	4
КП01	БКЗ-420-140ПТ2	04.1997г.	2027г.
КП02	БКЗ-75-39ФБ	11.1978г.	2016г.
КП03	БКЗ-75-39ФБ	12.1979г.	2018г.
КП04	БКЗ-75-39ФБ	01.1981г.	2018г.
КП05	БКЗ-75-39ФБ	01.1985г.	2014г.
ПТБ01	85/105-130/13-1М	1997г.	2030г.

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

На ТЭЦ применена комбинированная выработка тепловой и электрической энергии, по теплофикационному циклу.

1.2.1.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;

Способ регулирования отпуска тепловой энергии качественный по скорректированному температурному графику 150/70°C со срезкой 120°C. Задание температуры теплоносителя в тепловой сети осуществляется диспетчером тепловой сети с учетом целого ряда влияющих факторов: температуры наружного воздуха, скорости ветра, протяженности тепловых сетей от источника до потребителя и связанного с этим фактором транспортного запаздывания, скорости изменения температуры наружного воздуха и т.п

1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования:

Загрузка основного оборудования ТЭЦ производилась в соответствии с диспетчерским графиком нагрузок.

1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;

1.2.1.9.1. На Вывод Теплосеть "ТЭЦ-Промзона" установлен коммерческий узел учета тепловой энергии с тепловычислителем СПТ 961 Введенный в эксплуатацию.

1.2.1.9.2. На Вывод Теплосеть "ТЭЦ-Город" установлен коммерческий узел учета тепловой энергии с тепловычислителем СПТ 961 Введенный в эксплуатацию.

1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;

Недоотпуска тепловой энергии не было.

1.2.1.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК(ТГК-13)» предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии не получал.

1.2.2. Муниципальная котельная по ул. Суворова, 23«в»:

1.2.2.1. Структура основного оборудования:

Котельная введена в эксплуатацию в 1985 году предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения жилых и административных зданий.

Котельная устроена в отдельном многоэтажном здании с железобетонными перекрытиями. В котельной установлено 4 котлоагрегата суммарной мощностью 2,8 Гкал/час (таб. 2.2.2.) в легкой обмуровке (из огнеупорного и красного кирпича), с ручной топливоподачей и шлакозолоудалением. Для отвода газов установлена стальная дымовая труба с оттяжками высотой 30 метров и диаметром устья 0,6 метра на бетонном основании. Приток воздуха в котельный зал неорганизованный, путем подсосов через неплотности ограждающих конструкций.

Химводоподготовка: аппарат противонакипной магнитной обработки воды – Дальстам-011. Бак аккумулятор 2,5 м³ 2 шт.

Автоматизация котлов и котельного оборудования отсутствует, запуск в работу и останов котельного оборудования производится в ручном режиме с распределительного щита.

Котельная работает в одноконтурном режиме: 2 котла на отопление и 2 котла на отопление и ГВС по температурному графику 95/70°C.

Принципиальная схема котельной на рисунке №1.2

1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;

Таблица 1.2.2.1.

№ котла	Тип котлоагрегата	N _{уст} , Гкал/час	P _{раб} , кгс/см ²	T _{max} , °C.
1	Е-1/9	0,7	6,0	95
2	Е-1/9	0,7	6,0	95
3	Е-1/9	0,7	6,0	95
4	Е-1/9	0,7	6,0	95

1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;

Ограничения тепловой мощности 1,4 Гкал/ч. (50 % КПД согласно паспорта котельной)

Параметры располагаемой тепловой мощности 1,4 Гкал/ч.

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

Собственные нужды котельной Q=0,0 Гкал/ч.

Хозяйственные нужды Q=0,0 Гкал/ч.

Параметры тепловой мощности нетто 1,4 Гкал/ч.

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

Таблица 1.2.2.2.

№ котла	Тип оборудования	N _{уст} , Гкал/час	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего кап. ремонта
1	Е-1/9	0,7	1991	2010
2	Е-1/9	0,7	1993	2007
3	Е-1/9	0,7	1992	2007
4	Е-1/9	0,7	2002	

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

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии на котельной отсутствует.

1.2.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;

Способ регулирования отпуска тепловой энергии качественный по скорректированному температурному графику 95/70°C; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием отопительной нагрузки и ГВС с непосредственным (без смещения) присоединением абонентов к тепловым сетям и установленного котельного оборудования с $t=95^{\circ}\text{C}$.

1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования:

Информация о среднегодовой загрузке котельного оборудования, согласно сменным журналам, предоставлена за 2017 год.

Таблица 1.2.2.3.

№ (оборуд.)	Тип оборудования	$N_{\text{уст}},$ Гкал/час	Наработка часов в год (7680 часов)
1	Е-1/9	0,7	3984
2	Е-1/9	0,7	3324
3	Е-1/9	0,7	4068
4	Е-1/9	0,7	3624

1.2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;

Коммерческий узел учета тепловой энергии на котельной отсутствует. Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, определяется расчетным способом исходя из подключенной нагрузки с корректировкой на температуру наружного воздуха и количеству израсходованного топлива с учетом КПД котлоагрегата.

1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;

Согласно информации об отказах и восстановлений оборудования источников тепловой энергии предоставлены, по данным диспетчерских журналов, только за 2017 год. Отказов в работе оборудования котельной не было.

1.2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

МУП «Минусинское городское хозяйство» предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии не получал.

Часть 3. "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты";

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

1.3.1.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ (в том числе тепловые сети, эксплуатируемые ООО «Ермак» и ООО МТТК и далее по тексту – тепловые сети от Минусинской ТЭЦ):

Схема тепловых сетей от котельной: тупиковая. Центральных тепловых пунктов нет. Две повысительные насосные станции. Все участки тепловых сетей двухтрубные.

1.3.1.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»:

Схема тепловых сетей от котельной: тупиковая. Центральных тепловых пунктов и насосных станций нет. Все участки тепловых сетей четырехтрубные.

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

Тепловые сети от Минусинской ТЭЦ и муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в» г. Минусинска и п. Зеленый Бор нанесены на карте-схеме Приложение №1.

1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки;

1.3.3.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ:

Год ввода 1977 год. Диаметры трубопроводов от D=32 мм до D=720 мм. Материал используемых труб - сталь. Суммарная протяженность L=112385 метров в двухтрубном исчислении. Способ прокладки: подземная в непроходных каналах, надземная на низких, средних и высоких опорах. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П – образными компенсаторами, сифонными компенсаторами и углами поворота. Грунты – супеси, суглинки твердые. Материальная характеристика 61724,8 м²

1.3.3.2. тепловые сети от котельной Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»:

Год ввода 1974 год. Диаметры трубопроводов от D=40 мм до D=108 мм. Материал используемых труб - сталь. Суммарная протяженность L=2686,2 метров в четырехтрубном исчислении. Способ прокладки: подземная, в непроходных каналах. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата марки 125. Компенсация температурных удлинений осуществляется П – образными компенсаторами и углами поворота. Грунты – супеси, суглинки твердые. Материальная характеристика 694,61 м²;

Данные (параметры тепловых сетей, год начала эксплуатации, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика и подключенная тепловая нагрузка) по всем участкам тепловых сетей от источников до всех абонентов указаны в Приложении № 4.

1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях;

1.3.4.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ

Секционирующая и регулирующая запорная арматура на тепловых сетях установлена согласно проектов и требований нормативно-технической документации. При надземной прокладке сетей, секционирующая и регулирующая арматура установлена в специальных крытых павильонах, препятствующих проникновению посторонних лиц.

1.3.4.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»

В ТК-7 установлена секционирующая арматура Ду100 - 2шт.

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов;

3.5.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ

Тепловые камеры состоят из железобетонных блоков; средняя площадь камер 5 м²; глубина залегания: 2 метра; высота камеры: 2 метра; Днище: монолитное; Люки: в камерах до 6 м² не менее 2-х, свыше 6 м² не менее 4-х.

3.5.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»

Тепловые камеры состоят из железобетонных блоков; средней площадью камеры около 4 м²; глубина залегания: 2 метра; высота камеры: 1,5 метра; Днище: отсутствует; Люки: количество по 1.

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

1.3.6.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ

Температурный график 150/70°С со срезкой 120; выбор температурного графика обусловлен режимом работы схемы ХВП, которая не даёт возможность выдерживания температурного графика прямой сетевой воды. Это связано с понижением рН в прямой и обратной сети ниже 8.3 теплоносителя, несмотря на постоянное подкисление исходной воды. При снижении рН ниже 8,3 происходят интенсификация отложений на трубных пучках бойлеров теплофикационной установки. Падение индекса рН происходит уже в режимах увеличении температуры теплоносителя выше 118 градусов.

Задание температуры теплоносителя в тепловой сети осуществляется диспетчером тепловой сети с учетом целого ряда влияющих факторов: температуры наружного воздуха, скорости ветра, протяженности тепловых сетей от источника до потребителя и связанного с этим фактором транспортного запаздывания, скорости изменения температуры наружного воздуха и т.п

1.3.6.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»

Температурный график 95/70°С; выбор температурного графика обусловлен наличием только отопительной нагрузки с непосредственным (без элеваторным) присоединением абонентов к тепловым сетям, отсутствием центральных тепловых пунктов и установленного котельного оборудования с t_{max}=95°С.

ГВС осуществляется по температурному графику 70/40°С; выбор температурного графика обусловлен наличием только нагрузки ГВС и непосредственным присоединением абонентов к обособленным трубопроводам горячего водоснабжения.

1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети;

1.3.7.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ

Согласно сменным журналам фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла.

1.3.7.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»

Согласно сменным журналам фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики;

1.3.8.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ

Согласно сменным журналам фактические гидравлические режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла.

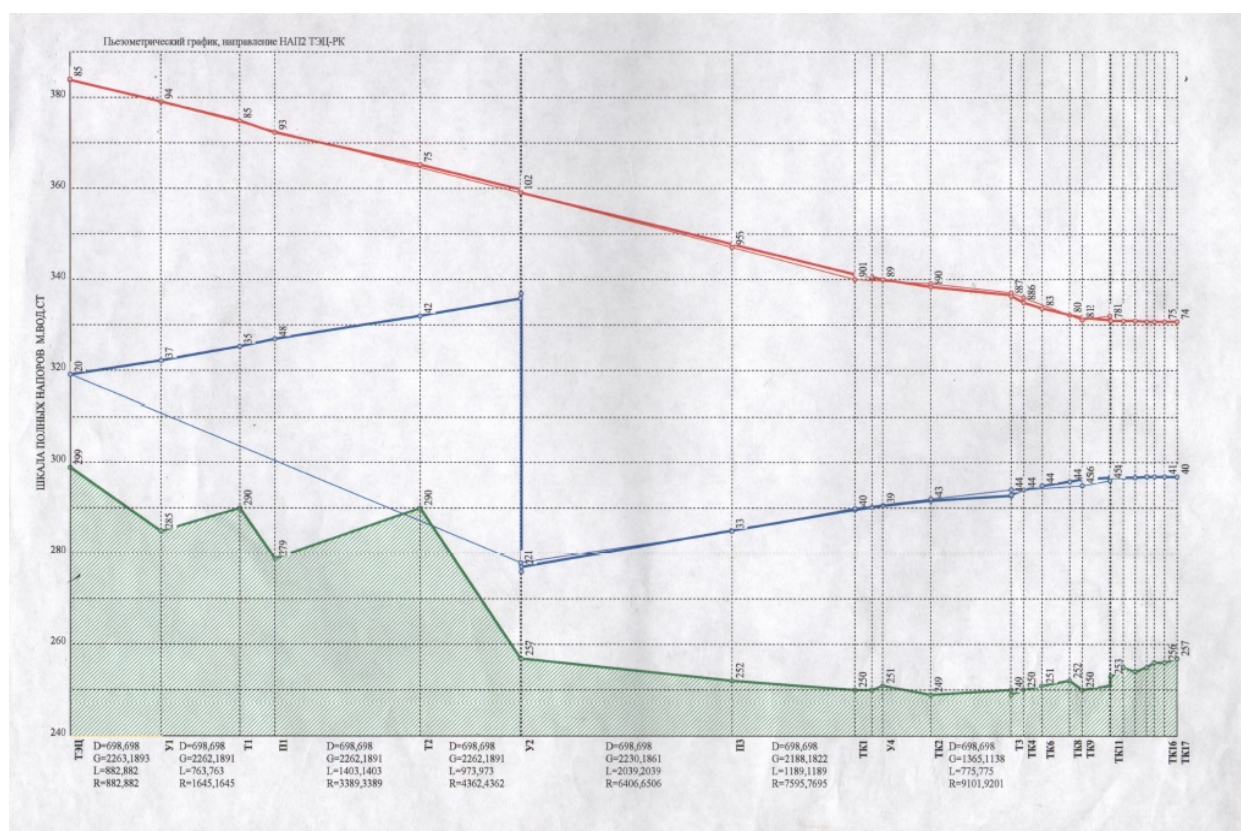


Рис. 1.3.1 Пьезометрические графики работы тепловых сетей вывод ТЭЦ-город

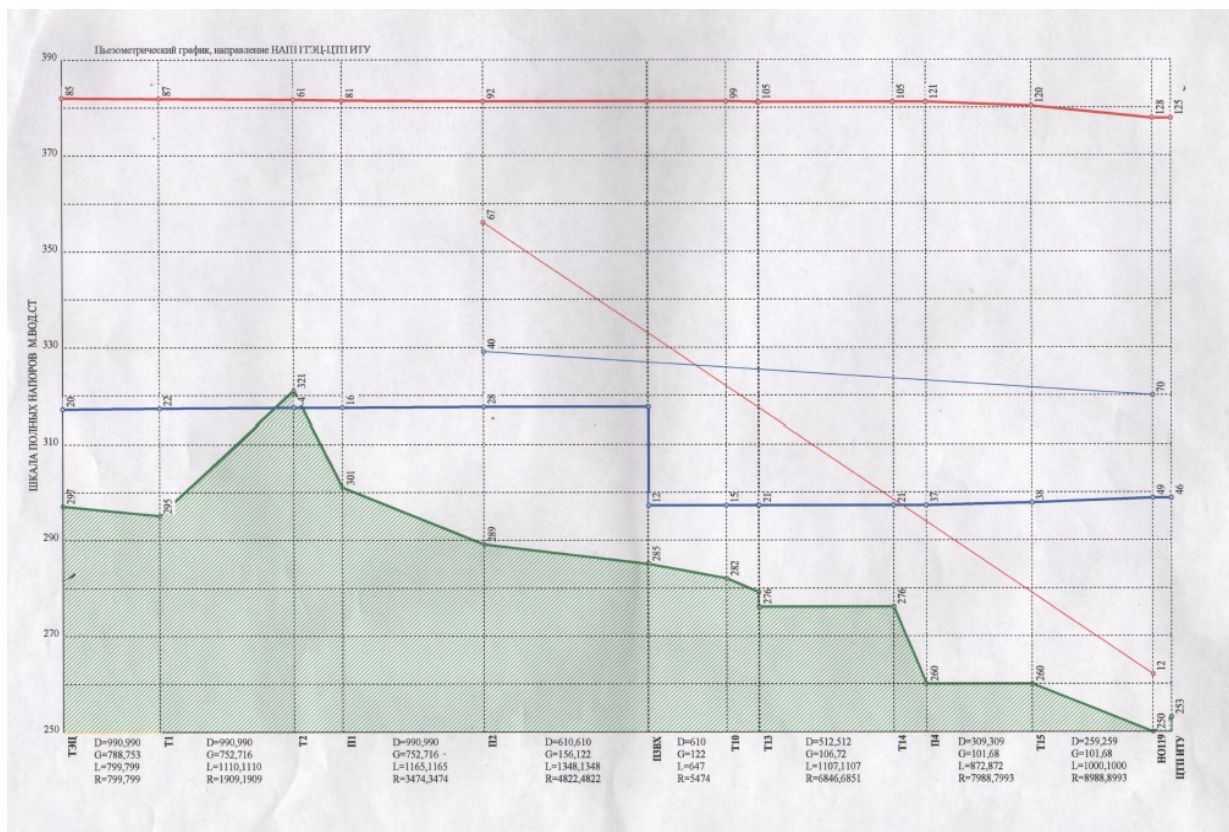


Рис. 1.3. 2. Пьезометрические графики работы тепловых сетей вывод ТЭЦ-промзона

1.3.8.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»

Пьезометрические графики работы тепловых сетей эксплуатирующей организацией отсутствуют. Существующие гидравлические режимы:

контур отопления $P1/P2=4,0/2,5$ кгс/см²;

контур ГВС $P1/P2=4,0/2,5$ кгс/см²

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей за последние 5 лет;

1.3.9.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ:

Информация об отказах (аварий, инцидентов) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей предоставлены, из диспетчерских журналов, за период 2016-2017 года. За 2017 год отказов (аварий, инцидентов) на тепловых сетях не было.

1.3.9.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»:

Информация об отказах (аварий, инцидентов) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей предоставлены, из диспетчерских журналов, за период 2016-2017 года. За 2017 год отказов (аварий, инцидентов) на тепловых сетях не было.

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

3.10.1. тепловые сети от Минусинской ТЭЦ

Техническое освидетельствование и(или) диагностирование тепловых сетей проводятся согласно утвержденных графиков регламентированных законодательством о промышленной безопасности опасных производственных объектов.

3.10.2. тепловые сети от Муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»

Техническое освидетельствование и(или) диагностирование тепловых сетей не проводятся.

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

Гидравлические испытания проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона и перед началом следующего. Температурные испытания проводятся не реже чем 1 раз в 5 лет.

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

Согласно «Порядку определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» утвержденного приказом Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 г. N 325.

1.3.12.1.1. К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, определяются по формуле:

$$G_{утн} = a \times V_{год} \times n_{год} \times 10^{-2} = m_{утгодн} \times n_{год}$$

где a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{год}$ - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$n_{год}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{утгодн}$ - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, .

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, , определяется из выражения:

$$V_{год} = (V_{от\ пот} + V_{п\ нп}) / (n_{от} + n_{п}) = (V_{от\ пот} + V_{п\ нп}) / n_{год}$$

где $V_{от}$ и $V_{п}$ - емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м³;

пот и пп - продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

При расчете значения среднегодовой емкости необходимо учесть: емкость трубопроводов, вновь вводимых в эксплуатацию, и продолжительность использования данных трубопроводов в течение календарного года; емкость трубопроводов, образуемую в результате реконструкции тепловой сети (изменения диаметров труб на участках, длины трубопроводов, конфигурации трассы тепловой сети) и период времени, в течение которого введенные в эксплуатацию участки реконструированных трубопроводов задействованы в календарном году; емкость трубопроводов, временно выводимых из использования для ремонта, и продолжительность ремонтных работ.

При определении значения среднегодовой емкости тепловой сети в значении емкости трубопроводов в неотопительном периоде должно учитываться требование правил технической эксплуатации о заполнении трубопроводов деаэрированной водой с поддержанием избыточного давления не менее 0,5 в верхних точках трубопроводов.

Прогнозируемая продолжительность отопительного периода принимается как средняя из соответствующих фактических значений за последние 5 лет или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включаются.

1.3.12.1.2. Затраты теплоносителя, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимаются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

1.3.12.1.3. Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

1.3.12.2. Нормативные технологические потери и затраты тепловой энергии при ее передаче включают:

потери и затраты тепловой энергии, обусловленные потерями и затратами теплоносителя;

потери тепловой энергии теплопередачей через изоляционные конструкции теплопроводов и оборудование тепловых сетей.

1.3.12.2.1. Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии, Гкал, обусловленных потерями теплоносителя производится по формуле:

$$Q_{y.n} = m_{y.год.n} \rho_{год} c [b \tau_{1год} + (1 - b) \tau_{2год} - t_{хгод}] n_{год} 10^{-6}$$

где $\rho_{год}$ - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом b) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, $кг/м^3$;

b - доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (при отсутствии данных можно принимать от 0,5 до 0,75);

$\tau_{1\text{год}}$ и $\tau_{2\text{год}}$ - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки, °C;

$t_{\text{хгод}}$ - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °C;

c - удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/кг °C.

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах рассчитываются как средневзвешенные по среднемесячным значениям температуры теплоносителя в соответствующем трубопроводе с учетом числа часов работы в каждом месяце. Среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах определяются по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии в соответствии с ожидаемыми среднемесячными значениями температуры наружного воздуха.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации метеорологической станции за последние 5 лет, или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии и климатологическим справочником.

1.3.12.2.2. Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов, Гкал, определяются:

$$Q_{\text{зап}} = 1,5 V_{\text{тр.з}} \rho_{\text{зал}} c (\tau_{\text{зал}} - t_{\text{х}}) 10^{-6}$$

где $V_{\text{тр.з}}$ - емкость заполняемых трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$\rho_{\text{зал}}$ - плотность воды, используемой для заполнения, кг/м³;

$\tau_{\text{зал}}$ - температура воды, используемой для заполнения, °C;

$t_{\text{х}}$ - температура исходной воды, подаваемой на источник тепловой энергии в период заполнения, °C.

Исходные данные для расчета технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя приведены в таблице.

1.3.12.2.3. Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов производится на базе значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях эксплуатации тепловых сетей.

В отдельных случаях возникает необходимость вместо среднегодовых значений удельных часовых тепловых потерь определять среднесезонные значения, например, при работе сетей только в отопительный период при отсутствии горячего водоснабжения или при самостоятельных тепловых сетях горячего водоснабжения, осуществлении горячего водоснабжения по открытой схеме по одной трубе (без циркуляции). При этом температурные условия определяются как средневзвешенные за период.

Определение нормативных значений часовых потерь тепловой энергии производится в следующем порядке:

для всех участков тепловых сетей, на основе сведений о конструктивных особенностях теплопроводов (тип прокладки, год проектирования, наружный диаметр трубопроводов, длина участка) и норм тепловых потерь (теплого потока, пересчетом табличных значений удельных норм на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, определяются значения часовых тепловых потерь теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов, эксплуатируемых теплосетевой организацией;

для участков тепловой сети, аналогичных подвергавшимся тепловым испытаниям по типам прокладки, видам теплоизоляционных конструкций и условиям эксплуатации, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определенные по соответствующим нормам тепловых потерь (теплового потока) с введением поправочных коэффициентов;

для участков тепловой сети, не имеющих аналогов среди участков, подвергавшихся тепловым испытаниям, а также вводимых в эксплуатацию после монтажа, реконструкции или капитального ремонта с изменением типа или конструкции прокладки и изоляционной конструкции трубопроводов, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определенные теплотехническим расчетом.

Значения нормативных часовых тепловых потерь в тепловой сети в целом при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации определяются суммированием значений часовых тепловых потерь на отдельных участках.

1.3.12.2.4. Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится по формуле:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum (q_{\text{из.н}} \cdot L \cdot \beta) 10^{-6}$$

где $q_{\text{из.н}}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, ккал/ч·м;

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 - при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки, независимо от года проектирования).

Результаты расчетов нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по каждому источнику приведены в таблице.

	$\Sigma G_{\text{утн}}$, тонн/год	$\Sigma Q_{\text{у.н}}$, Гкал/год
МТЭЦ	438048	28473
Котельная МИНГОРХОЗ	315	20

1.3.13. К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

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

Котельная «МИНГОРХОЗ», филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК(ТГК-13)», ООО «Ермак» предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети не получали.

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

Все теплопотребляющие установки потребителей подключены к тепловым сетям по зависимой схеме через элеватор, по открытой системе теплоснабжения. Автоматическое регулирование расхода тепловой энергии присутствует частично. Имеется факт подключения потребителей к тепловым сетям непосредственно (без смещения).

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

Наличие коммерческого прибора учета тепловой энергии у потребителя указаны в таблицах №№ 5.1. и 5.2. Приложения № 5. Планов по установке приборов учета тепловой энергии потребителям нет.

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

1.3.17.1. г. Минусинска котельная «МИНГОРХОЗ»

Для своевременного обнаружения и ликвидации последствий аварийных ситуаций в системе теплоснабжения, а также оповещения населения в случаях чрезвычайных ситуаций в котельной «МИНГОРХОЗ» создана диспетчерская служба. Место нахождения по адресу г. Минусинск, ул. Суворова.43.

Основной задачей службы является обеспечение надёжного и бесперебойного снабжения потребителей тепловой энергией, локализация и ликвидация технологических нарушений в тепловых сетях. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером аварийной бригаде, которая оперативно выезжает на место внештатной ситуации. Ликвидация аварийных ситуаций на трубопроводах осуществляется персоналом в соответствии с внутренними организационно-распорядительными документами.

При планировании проведения ремонтных работ на магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетях (в случае, если отключение инженерной системы приведет к ограничению доступа потребителями к услугам теплоснабжения) время начала и окончания работ согласуется с управляющими организациями.

Уведомление потребителей, попадающих в зону отключения, и извещение соответствующих подразделений администрации, осуществляет персонал диспетчерской службы. Диспетчерская служба средствами автоматизации и телемеханизации не оснащена.

1.3.17.2. филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК(ТГК-13)»

Для своевременного обнаружения и ликвидации последствий аварийных ситуаций в системе теплоснабжения, а также оповещения населения в случаях чрезвычайных ситуаций в филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК(ТГК-13)» создана диспетчерская служба. Место нахождения Минусинская ТЭЦ.

Основной задачей службы является обеспечение надёжного и бесперебойного снабжения потребителей тепловой энергией, локализация и ликвидация технологических нарушений в тепловых сетях. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером аварийной бригаде, которая оперативно выезжает на место внештатной ситуации. Ликвидация аварийных ситуаций на трубопроводах осуществляется персоналом в соответствии с внутренними организационно-распорядительными документами.

При планировании проведения ремонтных работ на магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетях (в случае, если отключение инженерной системы приведет к ограничению доступа потребителями к услугам теплоснабжения) время начала и окончания работ согласуется с управляющими организациями.

Уведомление потребителей, попадающих в зону отключения, и извещение соответствующих подразделений администрации, осуществляет персонал диспетчерской службы. Диспетчерская служба средствами автоматизации и телемеханизации не оснащена.

Аварийная служба ООО «Ермак» располагается на территории ООО «Ермак» по адресу: г. Минусинск, ул. Красноармейская, д. 2.

1.3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций:

На тепловых сетях имеются от Минусинской ТЭЦ, насосные станции оборудование системами контроля и автоматизации с постоянно обслуживающим персоналом;

1.3.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления;

На тепловых сетях установлены устройства защиты тепловых сетей от превышения давления;

1.3.20. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.

Выявленные бесхозных тепловых сетей взяты на содержание АО «Енисейская ТГК (ТГК-13) по акту приема-передачи от 17.01.2017г.

Перечень выявленных бесхозных сетей см. Приложение №4, таблица 4.3

Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"

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

Зона действия Минусинской ТЭЦ, распространяется:

Потребители г. Минусинска – 1548 зданий;

Поселок Зеленый Бор – 45 зданий.

Зона действия муниципальной котельной по ул. Суворова, 23 «в»:

Потребители, проживающие по ул. Суворова – 26 зданий.

Зона действия муниципальной котельной по ул. Советская, 116:

Потребители, 28 частных жилых домов по ул. Советская и производственные здания ГПК «Красноярсклес».

Зоны действия источников тепловой энергии показаны в Приложении №1.

Часть 5. "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии"

1.5.1. Значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха;

№	Наименование	Потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха Гкал/ч.			
		Всего	Отопление	ГВС max	Вентиляция
1	г. Минусинск	237,5	167,8	33,9	32,9
2	п. Зеленый Бор	4,7	4,1	0,6	0,0

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) при расчетных температурах наружного воздуха основаны на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения (Приложении № 3).

1.5.2. Случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии;

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

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

№	Жилое образование	Потребления тепловой энергии Гкал.	
		за отопительный период	за год в целом
1	г. Минусинск	622388	661758
2	п. Зеленый Бор	12318	13143

1.5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии;

№	Зона действия источника тепловой энергии	Потребление тепловой энергии Гкал/ч.
1	г. Минусинск МТЭЦ	197,3
2	п. Зеленый Бор	4,8
3	г. Минусинск Котельная	1,2

В присоединённой мощности учтена среднечасовая нагрузка на ГВС.

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии основаны на анализе тепловых нагрузок потребителей установленных в договорах теплоснабжения (Приложении № 3).

1.5.5. Существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление.

Существующий норматив потребления тепловой энергии для населения на отопление, утвержденный постановлением Правительства Красноярского края от 07.11.2012г. № 577- п указан в таблице:

№ п/п	Группы многоквартирных домов и жилых домов	Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома в месяц (в жилых помещениях)	Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме в месяц (на общедомовые нужды)
1. Многоквартирные дома до 1999 года			
1.1	Количество этажей 1	0,0528	0,0528
1.2	Количество этажей 2	0,0488	0,0488
1.3	Количество этажей 3, 4	0,0308	0,0308
1.4	Количество этажей 5–9	0,0264	0,0264
1.5	Количество этажей 12	0,0247	0,0247
2. Многоквартирные дома после 1999 года			
2.1	Количество этажей 2	0,0194	0,0194
2.2	Количество этажей 3	0,0191	0,0191
2.3	Количество этажей 4, 5	0,0164	0,0164
2.4	Количество этажей 9	0,0147	0,0147
2.5	Количество этажей 10	0,0137	0,0137
2.6	Количество этажей 12 и более	0,0134	0,0134
3. Жилые дома до 1999 года			
3.1	Количество этажей 1	0,0528	0,0528
3.2	Количество этажей 2	0,0488	0,0488
3.3	Количество этажей 3, 4	0,0308	0,0308
4. Жилые дома после 1999 года			
4.1	Количество этажей 1	0,0227	0,0227
4.2	Количество этажей 2	0,0194	0,0194
4.3	Количество этажей 3	0,0191	0,0191

Часть 6. "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии":

1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии;

1.6.1.1 Минусинская ТЭЦ:

Зона действия ТЭЦ - г. Минусинск,	Гкал/ч
Тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:	190,5
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	187,5
жилые здания, в т.ч.:	119,1
население	119,1
общественные здания	68,4
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	181,0
отопление	148,6
вентиляция	4,5
горячее водоснабжение	27,9
Промышленность	3,0
отопление	2,2
вентиляция	0,0
горячее водоснабжение	0,7
Потери при передаче, в т.ч.:	6,9
через изоляционные конструкции	6
с утечками теплоносителя	0,9
Зона действия ТЭЦ - Промзона	Гкал/ч
Тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:	50,6
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	9,4
жилые здания, в т.ч.:	4,0
население	4,0
общественные здания	5,4
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	9,4
отопление	5,7
вентиляция	0,4
горячее водоснабжение	3,3
Промышленность	41,1
отопление	11,3
вентиляция	27,9
горячее водоснабжение	2,0
Потери при передаче, в т.ч.:	3,1
через изоляционные конструкции	2,9
с утечками теплоносителя	0,2
Хозяйственные нужды тепловых сетей	
Тепловые нагрузки на коллекторах ТЭЦ	0,5
Достигнутый максимум тепловой нагрузки	143,6
Тепловые нагрузки пиковых источников ТЭЦ	158
УТМ пиковых источников	13
Располагаемая ТМ пиковых источников	
Собственные нужды в горячей воде	180
Тепловые нагрузки на ТФУ в горячей воде	22
Располагаемая тепловая мощность ТФУ	69
Установленная тепловая мощность, в т.ч.:	330,4
регулируемых отопительных отборов паротурбинных агрегатов	330,4
регулируемых производственных отборов паротурбинных агрегатов, направляемых на нужды теплоснабжения в горячей воде	129,4
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности по горячей воде	+

1.6.1.2. Муниципальная котельная по ул. Суворова, 23«в»:

№	Вид мощности	Гкал/ч
1	Установленная тепловая мощность	2,8
2	Располагаемая тепловая мощность	1,4
3	Тепловая мощность нетто	1,4
4	Фактические потери тепловой мощности в тепловых сетях	0,04
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	1,23
6	Резерв тепловой мощности нетто	0,134

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

1.6.2.1. Минусинская ТЭЦ – анализ результатов гидравлических расчетов при указанных исходных данных, выполненных для тепловой сети от МТЭЦ Минусинска и приведенных в Приложении № 6.(1,2,3,4,5,6,7,8) позволяет сделать вывод о возможности эксплуатации существующей системы теплоснабжения без её конструктивных изменений. Дефицит пропускной способности при существующих гидравлических режимах отсутствует.

1.6.2.2. Котельную Минусинского филиала ГПКК «Красноярсклес» по ул. Советская,116 планируется закрыть в 2018г. и подключить ее потребителей к сетям Минусинской ТЭЦ.

1.6.3. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.

В настоящее время в г. Минусинске дефицита тепловой мощности от источников теплоснабжения не наблюдается.

1.6.4. Резервов тепловой мощности, нетто, источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности, нетто, в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.

Расширение технологической зоны действия Минусинской ТЭЦ на зону действия котельной Минусинского филиала ГПКК «Красноярсклес» по ул. Советская,116 возможно без реконструкции существующего оборудования ТЭЦ. Радиус действия теплоисточника см. Приложение №1.

Часть 7 "Балансы теплоносителя":

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

1.7.1.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в

теплоиспользующих установках потребителей зонах действия систем теплоснабжения Минусинской ТЭЦ указаны в таблице 1.7.1.

Таблица 1.7.1. Балансы производительности водоподготовительных установок зонах действия систем теплоснабжения Минусинской ТЭЦ.

Зона действия источника тепловой энергии МТЭЦ	ед. изм.	кол-во
Производительность ВПУ	тонн/ч	420
Средневзвешенный срок службы	лет	15
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	420
Потери располагаемой производительности	%	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	3
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м ³	2
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	134,2
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	15,2
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	-
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения) (МТЭЦ-город)	тонн/ч	119
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	340
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	нет
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Тонн/час	+80

1.7.1.2. МУП «МИНГОРХОЗ»: Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии отсутствуют. Нет водоподготовительных установок.

1.7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения отсутствуют.

Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом":

1.8.1. Муниципальная котельная по ул. Суворова, 23«в»

1.8.1.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;

Основным видом топлива для котельной использует каменный уголь марки ДР (класс крупности Р (рядовой), размер куска 0-300 мм) «Восточно-Бейского разреза», поставляемый ООО "СУЭК-Хакасия" Филиал ".

№	Источник тепловой энергии	Количество используемого основного топлива, тонн/год
1	Муниципальная котельная по ул. Суворова, 23«в»	1717,0

1.8.1.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями;

В котельных использование резервного и аварийного топлива не предусмотрено.

1.8.1.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки;

Каменный уголь марки ДР Восточно-Бейского разреза с качественными показателями:

Общая влага на рабочее состояние 17,0 %;

Зольность на сухое состояние 22,0 %;

Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние 41,5%;

Содержание серы на сухое состояние 0,6 %;

Низшая теплота сгорания на рабочее состояние 5300 Ккал/кг;

1.8.1.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.

Доставка топлива осуществляется автомобильным транспортом. Общий нормативный запас топлива 53,0 тонн (использование местных разрезов). В периоды расчетных температур наружного воздуха сбоев в поставке топлива не было.

1.8.2. Минусинская ТЭЦ

1.8.2.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;

Основным видом топлива для ТЭЦ использует бурый уголь Бородинского разреза, марки 2БР. Поставщик топлива - ОАО «СУЭК».

№	Источник тепловой энергии	Количество используемого основного топлива, тонн/год
1	Минусинская ТЭЦ	478 766

1.8.2.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями;

На теплоисточниках использование резервного топлива не предусмотрено.

1.8.2.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки;

Бурый уголь марки БР Ирша –бородинский разреза с качественными показателями:

Общая влага на рабочее состояние 4,7 %;

Зольность на сухое состояние 32,0 %;

Низшая теплота сгорания на рабочее состояние 4068 Ккал/кг;

1.8.2.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.

Доставка производится железнодорожным транспортом. С разреза уголь доставляется локомотивами РЖД до станции Минусинск, а со ст. Минусинск по путям ППЖТ до путей необщего пользования локомотивом ППЖТ (заключен договор на оказание услуг по подаче и уборке вагонов).

Отклонение фактических запасов угля от ОНЗТ, по приказу ООО «Сибирская генерирующая компания» и Минэнерго РФ, принятые меры для покрытия дефицита угля.

Отклонений фактических запасов угля – нет.

Часть 9. "Надежность теплоснабжения":

1.9.1. Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии;

1.9.1.1. Согласно п. 2.2. «Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» К показателям уровня надежности относятся следующие показатели:

- 1) показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии,
- 2) показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии,
- 3) показатели, определяемые приведенным объемом неотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии,
- 4) показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Для дифференциации по видам нарушений в подаче тепловой энергии при определении характеристик для показателей уровня надежности, используется коэффициент вида нарушения в подаче тепловой энергии (K_v).

Рассматриваются следующие виды нарушения в подаче тепловой энергии:

нарушение в подаче тепловой энергии из-за несоблюдения регулируемой организацией требований технических регламентов эксплуатации объектов и оборудования теплофикационного и (или) теплосетевого хозяйства, в том числе принимаемых в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», происходящее без предварительного уведомления в установленном порядке потребителя товаров и услуг и приводящее к прекращению подачи тепловой энергии на срок более 8 часов в отопительный сезон или более 24 часов в межотопительный период в силу организационных или технологических причин, вызванных действиями (бездействием) данной регулируемой организации, – для нарушений такого вида устанавливается $K_v = 1,00$; прекращение подачи тепловой энергии на срок не более 8 часов в отопительный сезон или не более 24 часов в межотопительный период или иное нарушение в подаче тепловой энергии с предварительным уведомлением потребителя товаров и услуг в срок, не меньший установленного, в том числе условиями договора теплоснабжения либо другими договорными отношениями между регулируемой организацией и соответствующим

потребителем товаров и услуг, вызванное проведением на оборудовании данной регулируемой организации не относимых к плановым ремонтам и профилактике работ по предотвращению развития технологических нарушений, – для данного вида нарушений $K_v = 0,5$.

Для периода 2011-2012 гг. при расчете значений показателей надежности используется значение $K_v = 1,00$ независимо от вида нарушения. Расчет фактических значений K_v первоначально осуществляется по результатам 2013 г.

Показатели уровня надежности, рассчитываются как совокупные за расчетный период характеристики нарушений в подаче тепловой энергии, снижение которых ведет к увеличению надежности.

1.9.1.2. Показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии.

$R_{\text{ч}}$ – показатель уровня надежности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в расчете на единицу тепловой мощности и длины тепловой сети регулируемой организации, исчисляется по формуле:

$$R_{\text{ч}} = M_o / L,$$

где: M_o – число нарушений в подаче тепловой энергии по договорам с потребителями товаров и услуг в течение отопительного сезона расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией;

L – произведение суммарной тепловой нагрузки (мощности) по всем договорам с потребителями товаров и услуг данной организации (в Гкал/час – в отсутствие нагрузки принимается равной 1) и общей протяженности тепловой сети (в км – в отсутствие тепловой сети принимается равной 1) данной регулируемой организации. Для расчета используется максимальное значение L для регулируемой организации в расчетном периоде регулирования; протяженность сети рассматривается в двухтрубном исчислении, включая бесхозяйные сети, отнесенные к данной регулируемой организации.

$R_{\text{чм}}$ – показатель уровня надежности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии в межотопительный период. Для расчета его значений рассматриваются нарушения, не затрагивающие отопительный сезон, и их число относится к величине L , как в формуле (1).

1.9.1.3. Показатели, определяемые продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии.

$R_{\text{п}}$ – показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в отопительный сезон, ($R_{\text{п}}$) исчисляется по формуле:

$$R_{\text{п}} = \sum_{j=1}^{M_{\text{по}}} T_{\text{жпр}} / L$$

где: $T_{\text{жпр}}$ – продолжительность (с учетом коэффициента K_v) j -ого прекращения подачи тепловой энергии за отопительный сезон в течение расчетного периода регулирования (в часах);

$M_{\text{по}}$ – общее число прекращений подачи тепловой энергии за отопительный сезон согласно данным, подготовленным регулируемой организацией.

$R_{\text{пм}}$ – показатель уровня надежности, определяемый продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются соответствующие нарушения, не затрагивающие отопительный сезон, и их суммарная продолжительность относится к величине L .

Здесь и далее нарушение в подаче тепловой энергии, затронувшее несколько расчетных периодов регулирования, учитывается в каждом расчетном периоде регулирования в части, относящейся к данному периоду.

1.9.1.4. Показатели, определяемые объемом неотпуска тепла при нарушениях в подаче тепловой энергии.

P_o – показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом неотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период, исчисляется по формуле:

$$P_o = \sum_{j=1}^{M_{по}} Q_j / L$$

где: Q_j – объем недоотпущенной / недопоставленной тепловой энергии при j -м нарушении в подаче тепловой энергии за отопительный сезон расчетного периода регулирования (в Гкал).

$P_{ом}$ – показатель уровня надежности, определяемый объемом неотпуска тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения в расчетном периоде регулирования, и суммарный объем неотпуска по ним относится к величине L .

1.9.1.5. Показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии, вычисляются начиная не позднее, чем с 2017 года.

Отклонения температуры теплоносителя фиксируются в подающем трубопроводе в случаях превышения значений отклонений, предусмотренных договорными отношениями между данной регулируемой организацией и потребителем ее товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него) (далее – договорные значения отклонений). В отсутствие требуемых величин в имеющихся договорах, в качестве договорных значений отклонений температуры воды в подающем трубопроводе принимаются величины, установленные для горячего водоснабжения постановлением Правительства Российской Федерации от 06 мая 2011 г. № 354.

Рассматриваемые в данном пункте показатели рассчитываются отдельно для случаев, когда теплоносителем является пар или горячая вода. В последнем случае проводятся два расчета: для отопительного сезона и межотопительного периода в отдельности.

R_v – показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период, исчисляется по формуле

$$R_v = \sum_{i=1}^{N_v} (W_{iv} \times R_{vi}) / \sum_{i=1}^{N_v} W_{iv}$$

где R_{vi} – среднее за отопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i -ому договору с потребителем товаров и услуг значение превышения среднесуточного отклонения температуры воды в подающем трубопроводе, отнесенного на данную регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами, над договорным значением отклонения (для отклонений как вверх, так и вниз);

N_v – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации, для которых теплоносителем является вода;

W_{iv} – присоединенная тепловая нагрузка (мощность) по i -ому соответствующему договору в части, где теплоносителем является вода, Гкал/ч.

1.9.1.6. Характеристики нарушений в подаче тепловой энергии, используемые для определения показателей уровня надежности:

1.9.1.7. Продолжительность j-ого прекращения подачи тепловой энергии в отопительный период в расчетном периоде регулирования, ($T_{jпр}$) определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией по формуле:

$$T_{jпр} = \max_i T_{ij}$$

где T_{ij} – продолжительность (с учетом коэффициентов $K_{в}$ вида нарушений) для i-ого договора с потребителями товаров и услуг j-ого прекращения подачи тепловой энергии в отопительном сезоне расчетного периода регулирования у данной регулируемой организации. Если регулируемой организацией зафиксировано, что j-ое прекращение подачи тепловой энергии состоит из двух или более последовательных временных прекращений (далее – прерываний) подачи тепловой энергии или теплоносителя по i-ому договору с потребителями товаров и услуг, то значение T_{ij} рассчитывается по формуле:

$$T_{ij} = \max_l (T_{ijl} \times K_{вli})$$

где: T_{ijl} – продолжительность (в часах) l-ого прерывания подачи тепловой энергии в рамках j-ого прекращения подачи тепловой энергии для i-ого договора с потребителями товаров и услуг, отнесенная на рассматриваемую регулируемую организацию, т.е. ограниченная моментом ликвидации обусловившего j-ое прекращение подачи тепловой энергии технологического нарушения по данной регулируемой организации. Ситуация $l > 1$ если до момента времени ликвидации в данной регулируемой организации указанного технологического нарушения у потребителя товаров и услуг возникает несколько случаев прерывания подачи тепловой энергии, обусловленных тем же самым технологическим нарушением. Тогда все эти случаи относятся на одно j-ое прекращение подачи тепловой энергии, а продолжительности соответствующих перерывов учитываются по i-ому договору с потребителями товаров и услуг отдельно (с индексом «l») и суммируются в формуле с коэффициентами, определенными по отношению к каждому l-ому случаю, для получения T_{ij} – продолжительности j-го прекращения подачи тепловой энергии по i-ому договору;

$K_{вli}$ – коэффициент значимости $K_{в}$ состояния фактора вида нарушения в подаче тепловой энергии для i-ого договора с потребителями товаров и услуг, зафиксированного в l-ом случае, отнесенном на j-ое прекращение подачи тепловой энергии. В случае если вид нарушения не указан, коэффициент принимается равным 1;

максимум в формуле вычисляется по всем договорам с потребителями товаров и услуг, затронутыми j-ым прекращением. При определении показателей $R_p(1)$ берется максимум только по индексам «i», соответствующим потребителям 1-й категории надежности.

Если регулируемой организацией отдельно не зафиксированы значения продолжительности по каждому договору с потребителями товаров и услуг при j-ом прекращении подачи тепловой энергии, то в качестве $T_{jпр}$ берется значение продолжительности технологического нарушения, повлекшего за собой j-ое прекращение подачи тепловой энергии.

Начиная не позднее, чем с 2017 года рассчитывается величина продолжительности j-ого прекращения подачи тепловой энергии в межотопительном периоде расчетного периода по соответствующим нарушениям в подаче тепловой энергии – прекращением ее подачи, относящимся к межотопительному периоду.

1.9.1.8. Объем недоотпущенной и (или) недопоставленной тепловой энергии при j-ом нарушении в подаче тепловой энергии (Q_j) определяется по формуле:

$$Q_j = \sum_{i=1}^N Q_{ij}$$

где: N – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации. Для расчета используется максимальное число договоров с потребителями товаров и услуг у данной регулируемой организации в расчетном периоде регулирования;

Q_{ij} – объем недоотпущенной или недопоставленной тепловой энергии при j-ом нарушении в подаче тепловой энергии по i-ому договору с потребителями товаров и услуг, зафиксированный надлежаще оформленным Актом или рассчитанный на основе показаний приборов учета тепловой энергии за аналогичный период (без нарушений в ее подаче) с корректировкой на изменения температуры наружного воздуха. При отсутствии приборов учета тепловой энергии или непредставлении их показаний потребителем товаров и услуг регулируемая организация применяет расчетный способ в соответствии с законодательством или договором с потребителями товаров и услуг, но без применения повышающих коэффициентов к нормативу потребления коммунальных услуг.

В случае если регулируемой организацией отдельно не зафиксированы объемы недоотпущенной или недопоставленной тепловой энергии по каждому договору с потребителями товаров и услуг при j-м нарушении в подаче тепловой энергии, в качестве Q_j берется значение объема неотпуска, зафиксированное надлежаще оформленным Актом для технологического нарушения, повлекшего за собой j-ое нарушение в подаче тепловой энергии.

1.9.1.9. Среднее за отопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i-ому договору с потребителями товаров и услуг значение положительной части разности между среднечасовой величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения (R_{vi}) определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией по формуле:

$$R_{B\text{ п\lambda}} = \sum_{j=1}^{M_{io}} D_{B,i,j} / h_o$$

где M_{io} – число нарушений в подаче тепловой энергии, вызванных отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе (без прекращения ее подачи), по i-ому договору с потребителями товаров и услуг в течение отопительного сезона расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией (см.

Приложение

№

2

к настоящим Методическим указаниям);

$D_{B, i, j}$ – сумма по всем часам j-ого нарушения в подаче тепловой энергии в отопительный сезон положительных частей разностей между среднесуточной величиной зафиксированного в течение этих суток (с отнесением на рассматриваемую регулируемую организацию) отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения – определяется в градусах Цельсия;

h_o – общее число часов в отопительном сезоне расчетного периода регулирования.

Таким же образом вычисляются среднее за межотопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i-ому договору с потребителями товаров и услуг значение положительной части разности между среднесуточной величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения (R_{vi}) и среднее за расчетный период регулирования зафиксированное по i-ому договору с потребителями товаров и услуг значение положительной части разности между

среднесуточной величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры пара в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения (R_{pi}) на основании данных, подготовленных регулируемой организацией по отклонениям параметров теплоносителя за расчетный период регулирования.

Результаты расчетов Показателей уровня надежности по каждой зоне действия источника тепловой энергии за 2012 год сведены в таблицу:

	L	M_o	$T_{jпр}$	Q_j	R_{vi}	P_q (P_{qm})	P_{II} ($P_{пм}$)	P_o (P_o)	R_b (R_{bm})
МТЭЦ	26695	0	0	0	—	0 (0)	0	0 (0)	—
Котельная	3,3	0	0	0	—	0	0	0 (0)	—

* R_b – показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период не рассчитывался ввиду отсутствия учета превышения среднесуточного отклонения температуры воды в подающем трубопроводе R_{vi}

1.9.2. Анализ аварийных отключений потребителей;

Аварий на тепловых сетях за 2017 год не произошло (см. п. 9 ч. 3 гл. 1 Обосновывающих материалов). Данный факт свидетельствует о том, что эксплуатация существующих тепловых сетей проводится надлежащим образом, трубопроводы находятся в удовлетворительном состоянии.

1.9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений;

Аварий на тепловых сетях за 2017 год не произошло.

Часть 10. "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения"

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

1.10.1.1. Динамика утвержденных тарифов ООО «Ермак» на 2 года на транспорт теплоносителя указана в таблице 1.10.1.1.

Таблица № 1.10.1.1 Динамика утвержденных тарифов ООО «Ермак»

Период действия	Транспорт тепловой энергии, руб. за Гкал.
2017	246,30
2018	298,94

1.10.1.2. Динамика утвержденных тарифов МУП «МИНГОРХОЗ» за последние 3 года указана в таблице 1.10.1.2.

Таблица № 1.10.1.2. Динамика утвержденных тарифов МУП «МИНГОРХОЗ»

Период действия	Производство и передача тепловой энергии, руб. за
-----------------	---

	Гкал.
с 01.01.2016 по 30.06.2016	1639,64
с 01.07.2016 по 31.12.2016	1673,44
с 01.01.2017 по 30.06.2017	1673,44
С 01.07.2017 по 31.12.2017	1738,7
С 01.07.2018 по 31.12.2018	1876,69
С 01.07.2018 по 31.12.2018	1830,37

1.10.1.3. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям акционерного общества «Енисейская территориальная генерирующая компания(ТГК-13)» указана в таблице 1.10.1.3.

Таблица № 1.10.1.3. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям акционерного общества «Енисейская территориальная генерирующая компания(ТГК-13)»

Период действия	Производство тепловой энергии , руб. за Гкал.	
	для потребите лей	для населения
с 01.01.2016 по 30.06.2016	1227,67	1448,65
с 01.07.2016 по 31.12.2016	1270,64	1499,36
с 01.01.2017 по 30.06.2017	1270,64	1499,36
С 01.07.2017 по 31.12.2017	1320,19	1557,82
С 01.07.2018 по 31.12.2018	1348,53	1591,27
С 01.07.2018 по 31.12.2018	1419,03	1674,46

1.10.1.4. Утвержденные тарифы по передаче тепловой энергии по сетям ООО «Минусинская теплотранспортная компания» для потребителей АО «Енисейская территориальная компания(ТГК-13)» в г.Минусинске на 2017г. указаны в таблице 1.10.1.4.

Таблица № 1.10.1.4. Утвержденные тарифы по передаче тепловой энергии по сетям ООО «Минусинская теплотранспортная компания» для потребителей АО «Енисейская территориальная компания(ТГК-13)» в г.Минусинске на 2017г.

Период действия	Передача тепловой энергии , руб. за Гкал.
-----------------	--

С 01.01.2017 по 30.06.2017	362,20
С 01.07.2017 по 31.12.2017	362,20

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

Структура тарифов, установленного на момент разработки схемы теплоснабжения, МУП «МИНГОРХОЗ», филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК(ТГК-13)», ООО «Ермак», ООО Минусинская теплотранспортная компания» сведены в таблицу 1.10.2.

Таблица № 1.10.2. Структура тарифов в тыс. руб.

№ п/п	Наименование показателя	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»	ООО «Ермак»	МУП «МИНГОРХО З»	ООО «Минусинская теплотран- спортная компания»	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»
	Является ли организация плательщиком НДС	да	да	да	да	Да
	Вырабатываемая мощность станций	Более 25 МВт	Не определено	Не определено	Не определено	Не определено
1	Сырье, основные материалы	0,00	0,00	11,17	0,00	0,00
1.1	На ремонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2	Вода на технологические цели	0,00	0,00	11,17	0,00	0,00
1.3	Другие расходы по содержанию и эксплуатации основных производственных фондов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Вспомогательные материалы, в том числе	10 730,48	5 832,40	0,00	0,00	5 134,00
2.1	на текущий ремонт	7 510,27	5 832,40	0,00	0,00	3 598,00
2.2	реагенты	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3	другие материалы	3 220,21	0,00	0,00	0,00	1 536,00
3	Работы и услуги производственного характера	23 681,59	8 510,92	387,73	0,00	10 313,00
3.1	из них на ремонт	15 760,50	0,00	0,00	0,00	10 266,00
4	Стоимость натурального топлива с учетом транспортировки (перевозки)(топливо на технологические цели)	146 456,53	0,00	2 988,82	0,00	0,00
4.1	Уголь	142 224,57		2 988,82		
4.2	Газ природный всего, в том числе	0,00		0,00		
4.2.1	Газ лимитный	0,00		0,00		
4.2.2	Газ сверхлимитный	0,00		0,00		
4.2.3	Газ коммерческий	0,00		0,00		
4.3	Газ сжиженный	0,00		0,00		
4.4	Мазут	4 231,95		0,00		
4.5	Нефть	0,00		0,00		
4.6	Дизельное топливо	0,00		0,00		

№ п/п	Наименование показателя	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»	ООО «Ермак»	МУП «МИНГОРХО 3»	ООО «Минусинская теплотран- спортная компания»	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»
4.7	Дрова	0,00		0,00		
4.8	Пеллеты	0,00		0,00		
4.9	Опилки	0,00		0,00		
4.10	Торф	0,00		0,00		
4.11	Сланцы	0,00		0,00		
4.12	Печное бытовое топливо	0,00		0,00		
4.13	Электроэнергия	0,00		0,00		
4.14	Прочие виды топлива	0,00		0,00		
4.15	Газовый конденсат	0,00		0,00		
4.13.0.1	Объем энергии (тыс.кВт*ч)	0,00		0,00		
4.13.0.2	Объем заявленной мощности (МВт)	0,00		0,00		
5	Энергия, в том числе	13 841,02	18 932,94	357,92	294 703,22	0,00
5.1	Энергия (покупная энергия) на технологические цели	13 841,02	18 932,94	313,99	294 703,22	0,00
5.1.1	Затраты на покупную тепловую энергию	0,00	18 932,94	0,00	294 703,22	0,00
5.1.1.1	С коллекторов, всего	0,00	0,00	0,00	294 703,22	0,00
5.1.1.1.1	от станций мощностью производства ≥25МВт	0,00	0,00	0,00	294 703,22	0,00
5.1.1.1.2	от станций мощностью производства <25МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.1.2	Покупка потерь с коллекторов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.1.2.1	от станций мощностью производства ≥25МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.1.2.2	от станций мощностью производства <25МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.1.3	Из тепловой сети, всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.1.3.1	от станций мощностью производства ≥25МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.1.3.2	от станций мощностью производства	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателя	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»	ООО «Ермак»	МУП «МИНГОРХО 3»	ООО «Минусинская теплотран- спортная компания»	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»
	<25МВт					
5.1.1.3.3	от котельных (некомбинированная выработка)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.1.4	Покупка потерь из тепловой сети	0,00	18 932,94	0,00	0,00	0,00
5.1.1.4.1	от станций мощностью производства >=25МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.1.4.2	от станций мощностью производства <25МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.1.4.3	от котельных (некомбинированная выработка)	0,00	18 932,94	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Затраты на оплату услуг по передачи тепловой энергии	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.3	Затраты на покупку электрической энергии, по уровням напряжения:	13 841,02	0,00	313,99	0,00	0,00
5.1.3.0.1	объем энергии (тыс.кВт*ч)	10 533,36	0,00	120,59	0,00	0,00
5.1.3.0.2	объем заявленной мощности (МВт)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2	Энергия на хозяйственные нужды	0,00	0,00	43,92	0,00	0,00
5.2.1	тепловая энергия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.2	электрическая энергия	0,00	0,00	43,92	0,00	0,00
5.2.2.0.1	объем энергии (тыс.кВт*ч)	0,00	0,00	16,8	0,00	0,00
5.2.2.0.2	объем заявленной мощности (МВт)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Затраты на оплату труда	37 999,65	9 632,67	1 065,83	0,00	35 085,00
6.1	оплата труда основных производственных рабочих	37 999,65	9 632,67	1 065,83	0,00	35 085,00
6.2	оплата труда ремонтного персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.3	оплата труда цехового персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.4	оплата труда АУП	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.5	заработная плата прочего персонала,	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателя	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»	ООО «Ермак»	МУП «МИНГОРХО 3»	ООО «Минусинская теплотран- спортная компания»	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»
	относимого на регулируемый вид деятельности					
7	Отчисления на социальные нужды, в том числе	10 266,52	2 909,07	321,88	0,00	9 706,62
7.1	отчисления на соц. нужды от заработной платы основных производственных рабочих	10 266,52	2 909,07	321,88	0,00	9 706,62
7.2	отчисления на соц. нужды от заработной платы ремонтного персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.3	отчисления на соц. нужды от заработной платы цехового персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.4	отчисления на соц. нужды от заработной платы АУП	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.5	отчисления на соц. нужды от заработной платы прочего персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Амортизация, включая амортизацию производственного оборудования	21 528,49	67,10	0,00	0,00	9 155,00
8.1	из них амортизация, на возмещение расходов по реализации мероприятий, предусмотренных утвержденными в установленном порядке инвестиционными программами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Прочие затраты всего, в том числе	17 503,15	24 644,43	905,40	0,00	11 549,00
9.1	расходов по подготовке и освоению производства (пуско-наладочные работы)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.2	целевые средства на НИОКР	230,78	0,00	0,00	0,00	47,00
9.3	средства на страхование	57,74	0,00	0,00	0,00	0,00
9.4	плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	172,97	0,00	0,00	0,00	0,00
9.5	отчисления в ремонтный фонд в случае его	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателя	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»	ООО «Ермак»	МУП «МИНГОРХО 3»	ООО «Минусинская теплотран- спортная компания»	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»
	формирования					
9.6	аренда	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.7	налог на землю	47,62	0,00	0,00	0,00	75,00
9.8	прочие не производственные расходы	16 994,04	24 644,43	905,40	0,00	11 427,00
10	Недополученный доход	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.0	по результатам досудебного рассмотрения споров ФСТ России	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.1	по результатам рассмотрения разногласий ФСТ России	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.2	экономически обоснованные расходы, понесенные за отчетные периоды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.3	выпадающие доходы за отчетные периоды регулирования, связанные с изменением объемов реализации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Избыток средств, полученный за отчетные периоды регулирования	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Итого расходы	282 007,41	70 529,53	6 038,74	294 703,22	80 942,62
12.1	из них на ремонт	23 270,77	5 832,40	0,00	0,00	13 864,00
13	Валовая прибыль	12 695,81	252,87	0,00	0,00	1 910,00
13.1	Прибыль на развитие производства (капитальные вложения)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13.2	Прибыль на социальное развитие	28,19	0,00	0,00	0,00	0,00
13.3	Прибыль на поощрение	1 840,49	202,30	0,00	0,00	0,00
13.4	Прибыль на прочие цели	5 684,15	0,00	0,00	0,00	40,00
13.5	Налоги, сборы, платежи- всего, в том числе	5 142,99	50,57	0,00	0,00	1 870,00
13.5.1	налог на прибыль	837,59	50,57	0,00	0,00	10,00
13.5.2	налог на имущество	4 305,39	0,00	0,00	0,00	1 860,00
13.5.3	другие налоги	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Перекрестное субсидирование, в том числе	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателя	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»	ООО «Ермак»	МУП «МИНГОРХО 3»	ООО «Минусинская теплотран- спортная компания»	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»
14.1	Перекрестка между видами деятельности (электроэнергия и тепловая энергия)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.2	Перекрестка между группами потребителей	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	необходимая валовая выручка без НДС	294 703,22	70 782,40	6 038,74	294 703,22	82 852,62
16	необходимая валовая выручка с НДС	347 749,80	83 523,23	7 125,71	347 749,80	97 766,09
17	Товарная продукция на реализацию потребителям без учета НДС	294 703,22	70 782,40	6 038,74	294 703,22	82 852,62
18	Товарная продукция на реализацию потребителям с учетом НДС	347 749,80	83 523,23	7 125,71	347 749,80	97 766,09
19	полезный отпуск продукции всего (Гкал) [ТМ1!п.1.3]-передача [БПр!п.3]-комбинированная выработка [БПр!п.3-БПр!п.3.6+БПр!п5.2]- остальные *Всего по МО с учетом перепродажи, но без учета транспортировки	622 923,46	482 076,39	4 098,00	622 923,46	622 923,46
20	Полезный отпуск продукции на реализацию потребителям (Гкал) [ТМ1!п.2.2.3;2.3.3;2.4.3;2.5.3]-передача [БПр!п.3.3:3.5]-комбинированная выработка [БПр!п.3.2:3.5-БПр!п.5.2.2+БПр!п5.2.3]- остальные *Всего по МО с учетом перепродажи, но без учета транспортировки	622 923,46	482 076,39	4 098,00	622 923,46	622 923,46
21	Коэффициент (доля) на реализацию потребителям	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
20.0	Полезный отпуск продукции на реализацию	0,00	482 076,39	4 098,00	622 923,46	62 923,49

№ п/п	Наименование показателя	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»	ООО «Ермак»	МУП «МИНГОРХО 3»	ООО «Минусинская теплотран- спортная компания»	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК- 13)»
	потребителям но без учета перепродажи(Гкал) [ТМ1!п.2.3.3;2.4.3;2.5.3]-передача [БПр!п.3.3:3.5]-комбинированная выработка [БПр!п.3.3:3.5+БПр!п5.2.3]- остальные *Всего по МО без учета перепродажи и без учета транспортировки					
22	Избыток средств/недополученный доход в текущем периоде регулирования	0,00	0,00	0	-308 838,47	-121 472,62
19.1	полезный отпуск продукции 01.01-30.06 всего (Гкал)	320 516,10	241 038,20	2 161,00	320 516,10	320 516,10
19.2	полезный отпуск продукции 01.07-31.12 всего (Гкал)	302 407,36	241 038,20	1 937,00	302 407,36	302 407,36
30.1	Базовый уровень операционных расходов, тыс. руб.					
30.2	Индекс эффективности операционных расходов, %					
30.3	Размер инвестиционного капитала, тыс.руб.					
30.4	Чистый оборотный капитал, тыс.руб.					
30.5	норма доходности на инвестиционный капитал (Нді),%					
30.6	норма доходности (Нді),%					

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

Плата за подключение к системе теплоснабжения не взимается.

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не взимается.

Часть 11. "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа" содержит:

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

- отсутствие коммерческих приборов учета тепловой энергии на котельной и у потребителей;
- отсутствие автоматизации на котельной;
- отсутствие качественной гидравлической наладки тепловых сетей;
- несанкционированные сливы теплоносителя (несанкционированный ГВС);
- отсутствие у потребителей (потребителей у которых отсутствует тепловой пункт и подключен непосредственно указаны в приложении) тепловых пунктов;
- недостаточная производительность (отсутствие у котельной) водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей.
- отсутствие на котельной водоподготовительных установок теплоносителя для котлоагрегатов.

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

- недостаточная пропускная способность головных участков тепловых сетей;
- отсутствует резервирование головных участков от ТЭЦ;

1.11.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения;

Развитие систем теплоснабжения (источников тепловой энергии) – стремление максимально реализовать мощность источника тепловой энергии нетто при минимальных затратах достигнутых путем использования оборудования (котлы) имеющего высокий КПД и энергоэффективность, снижением потерь тепловой энергии, теплоносителя и электроэнергии при транспорте, а также рациональное использование тепловой энергии и теплоносителя.

Система теплоснабжения в муниципальном образовании имеет низкие темпы развития из-за следующих причин:

Старение основных фондов материально и морально.

Отсутствие спроса на тепловую энергию от теплоисточников, ввиду больших первоначальных затрат на подключение (строительство внутриквартальных сетей) при переходе с автономного источника (печного отопления).

Тариф на тепловую энергию не позволяющий производить модернизацию и капитальный ремонт тепловых сетей;

Отсутствие нормативной базы для возможности реализации несанкционированного горячего водоснабжения.

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

Проблем в снабжении топливом нет.

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

Предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей не получал.

Последнее предписание выданные Енисейским управлением Ростехнадзора по итогам проверки готовности к отопительному периоду 2016-2017гг. В ходе проверки нарушений при эксплуатации тепловых сетей не выявлено.

Глава 2. "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения;

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения по расчетным элементам территориального деления (жилые образования) указаны в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

№	Наименование	Потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха Гкал/ч.			
		Всего	Отопление	ГВС max	Вентиляция
1	Центральный планировочный район (историческая часть)	56,34	47,30	8,30	0,74
2	Планировочный район о.Тагарский (новая часть города)	128,72	106,58	18,01	4,13
3	мкрн. «Зеленый Бор»	4,817	4,13	0,68	0,007
4	мкрн. «Центральный»	2,58	1,52	1,06	0
5	мкрн. «Набережный»	0,779	0,756	0,023	0
6	мкрн. «Южный»	1,221	1,171	0,050	0
7	мкрн. «Береговой»	0,681	0,625	0,056	0
8	Промзона: «ЭЛКО»	0,0465	0,044	0,0025	0
	прочие	0,259	0,247	0,012	0

2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий;

Основное преимущество в жилищном строительстве в настоящее время отдается строительству на свободных территориях индивидуальных жилых домов (микрорайоны Набережный, Южный, Центральный, Береговой и Береговой-2, Восточный и Восточный А) и многоэтажному строительству (Тагарский жилой район). В существующей застройке постепенно производится замена ветхого и аварийного усадебного жилищного фонда на новые индивидуальные дома.

В г. Минусинске для застройки предлагаются следующие территории:

1) для индивидуального жилищного строительства:

- незастроенные территории микрорайонов Набережный, Южный, Центральный, Береговой и Береговой-1, Восточный и Восточный А, Энергетик, Дружба, Юго-Восточный, ТУСМ-4, Северо-восточный, Солнечный, Лесной-I, Лесной II, Боровой, Лесхоз, Лесной
- территория жилого района Тагарский микрорайоны Лесной, Лесхоз, Боровой:

2) для застройки средней этажности многоэтажного жилищного строительства микрорайон Лесхоз

В п.Зеленый Бор для застройки предусмотрена центральная часть поселка и 2 микрорайона: «Агрокомплекс» и «Дачно-жилищный».

Одноэтажная застройка предусматривается с приусадебными участками 1000-1200 м².

Новое строительство в современной части центрального планировочного района, намечаемой на окраине, в «старом» городе.

В районе транспортной развязки на севере и на северо-западе проектируются новые микрорайоны. Микрорайон Северо-Восточный предусматривается освоение под жилищное строительство на перспективу.

Вся вновь застраиваемая территория г. Минусинска разделена на жилые микрорайоны. Основной принцип деления – транспортная сеть города. Границами микрорайона, как правило, являются магистральные улицы.

Перспективные объемы строительства с централизованным теплоснабжением приняты по данным, выданным и согласованным с заказчиком с пропорциональным делением в расчетный срок на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды, указанные выше, для объектов социальной сферы в соответствии со сроками указанными заказчиком. Данные по развитию промышленного производства заказчиком не представлены и далее не рассматриваются.

Прирост строительных фондов на каждом этапе, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий сведен в таблицу 2.2.1.

Таблица 2.2.1. Прирост строительных фондов по расчетным элементам территориального деления на каждом этапе.

Номер жилого образования по генплану. Микрорайон.	Объекты	Строительные площади, тыс. м ² (ежегодный прирост)						
		2019г	2020г	2021г	2022г	2023г	2024-2028г	2029-2033г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3. мкрн. «Солнечный»	Жилые дома	18,05 (4,05)	22,1 (4,05)	26,15 (4,05)	30,2 (4,05)	34,25 (4,05)	43,25 (9)	53 (9,75)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	1,14 (0)	1,14 (0)	1,14 (0)	1,14 (0)	1,14 (0)	1,14 (0)	1,14 (0)
	Производственные предприятия	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5. мкрн. «Автомобилист»	Жилые дома	1,4 (0,6)	2 (0,6)	2,6 (0,6)	3,2 (0,6)	3,8 (0,6)	5,3 (1,5)	6,8 (1,5)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	0,33 (0)	0,33 (0)	0,33 (0)	0,33 (0)	0,33 (0)	0,33 (0)	0,33 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
6. мкрн. «ТУСМ-4»	Жилые дома	8,5 (1,5)	10 (1,5)	11,5 (1,5)	13 (1,5)	14,5 (1,5)	18,2 (3,7)	23 (4,8)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)
	Общественные здания	1,71 (0)	1,71 (0)	1,71 (0)	1,71 (0)	1,71 (0)	1,71 (0)	1,71 (0)
	Производственные предприятия	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)
4,7,8,9,10,11,12,13, 15. «Центральный планировочный район» (историческая часть)	Жилые дома	200 (0)	200 (0)	200 (0)	200 (0)	200 (0)	200 (0)	200 (0)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	110 (0)	110 (0)	110 (0)	110 (0)	110 (0)	110 (0)	110 (0)
	Общественные здания	105,4 (24,9)	105,4 (0)	105,4 (0)	105,4 (0)	105,4 (0)	105,4 (0)	105,4 (0)
	Производственные предприятия	10 (0)	10 (0)	10 (0)	10 (0)	10 (0)	10 (0)	10 (0)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14. мкрн. «Свободы»	Жилые дома	35,2 (1,2)	36,4 (1,2)	37,6 (1,2)	38,8 (1,2)	40 (1,2)	42,25 (2,25)	44,95 (2,7)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	2,84 (0)	2,84 (0)	2,84 (0)	2,84 (0)	2,84 (0)	2,84 (0)	2,84 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
16. мкрн. «Район АЗС-10»	Жилые дома	30,75 (0,75)	31,5 (0,75)	32,25 (0,75)	33 (0,75)	33,75 (0,75)	34,5 (0,75)	36,75 (2,25)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	10 (0)	10 (0)	10 (0)	10 (0)	10 (0)	10 (0)	10 (0)
	Общественные здания	4,53 (0)	4,53 (0)	4,53 (0)	4,53 (0)	4,53 (0)	4,53 (0)	4,53 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
17. мкрн. «Набережный»	Жилые дома	10 (3)	13 (3)	16 (3)	19 (3)	22 (3)	26,5 (4,5)	31,3 (4,8)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	0,98 (0)	0,98 (0)	0,98 (0)	0,98 (0)	0,98 (0)	0,98 (0)	0,98 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18,19. мкрн. «Южный»	Жилые дома	18,7 (6,7)	25,4 (6,7)	32,1 (6,7)	38,8 (6,7)	45,5 (6,7)	57,5 (12)	70,25 (12,75)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	8 (0)	8 (0)	8 (0)	8 (0)	8 (0)	8 (0)	8 (0)
	Общественные здания	6,76 (0)	6,76 (0)	51,26 (0)	51,26 (0)	51,26 (0)	51,26 (0)	51,26 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
20. мкрн. «Береговой-2»	Жилые дома	5,6 (0,3)	5,9 (0,3)	6,2 (0,3)	6,5 (0,3)	6,8 (0,3)	8,15 (1,35)	9,65 (1,5)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	1,38 (0)	1,38 (0)	1,38 (0)	1,38 (0)	1,38 (0)	1,38 (0)	1,38 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
21. мкрн. «Береговой, Центральный»	Жилые дома	52 (26)	73 (21)	94 (21)	115 (21)	136 (21)	173,5 (37,5)	222,4 (48,9)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	9,46 (0)	9,46 (0)	9,46 (0)	9,46 (0)	9,46 (0)	9,46 (0)	9,46 (0)
	Производственные предприятия	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)	1,5 (0)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22. мкрн. «Восточный»	Жилые дома	32 (6)	38 (6)	44 (6)	50 (6)	56 (6)	71 (5)	94,4 (23,4)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	2,52 (0)	2,52 (0)	2,52 (0)	2,52 (0)	2,52 (0)	2,52 (0)	2,52 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
22а. мкрн. «Восточный- А»	Жилые дома	3,8 (1,2)	5,3 (1,5)	6,8 (1,5)	8,3 (1,5)	9,8 (1,5)	17,3 (7,5)	24,8 (7,5)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	0,46 (0)	0,46 (0)	0,46 (0)	0,46 (0)	0,46 (0)	0,46 (0)	0,46 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
23. мкрн. «Лесной, Лесной-1, Лесхоз»	Жилые дома	7 (1,5)	8,5 (1,5)	10 (1,5)	11,5 (1,5)	13 (1,5)	16,75 (3,75)	22,6 (5,85)
	Жилые многоквартирные дома 2-3-5 этаж.	1 (0)	1 (0)	1 (0)	1 (0)	1 (0)	1,5 (0,5)	1,5 (0)
	Общественные здания	2,36 (0)	2,36 (0)	2,36 (0)	2,36 (0)	2,36 (0)	2,36 (0)	2,36 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24. мкрн. «Лесной-2»	Жилые дома	20,2 (0,1)	20,3 (0,1)	20,4 (0,1)	20,5 (0,1)	20,6 (0,1)	21,2 (0,6)	21,95 (0,75)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	3,23 (0)	3,23 (0)	3,23 (0)	3,23 (0)	3,23 (0)	3,23 (0)	3,23 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
25,26,27,28, 29,30. планировочный район «о. Тагарский» (новая часть)	Жилые дома	100 (0)	100 (0)	100 (0)	100 (0)	100 (0)	100 (0)	100 (0)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)
	Общественные здания	100 (0)	120,4 (20,4)	120,4 (0)	120,4 (0)	120,4 (0)	120,4 (0)	143,4 (23)
	Производственные предприятия	99,7 (0)	99,7 (0)	99,7 (0)	99,7 (0)	99,7 (0)	99,7 (0)	99,7 (0)
33,34,35,38. мкрн. «Юго-Восточный»	Жилые дома	60 (30)	90 (30)	120 (30)	150 (30)	180 (30)	225 (45)	281,1 (56,1)
	Жилые многоквартирные дома 2-3 этаж.	0	0	0	0	0	0	0
	Общественные здания	0	0	0	0	0	0 (84)	84 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
39. мкрн.	Жилые дома	6 (3)	9 (3)	12 (3)	15 (3)	18 (3)	27 (9)	36,75 (9,75)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
«Энергетик, Энергетик-2»	Общественные здания	0	0	0	0	0	0	0
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
мкрн. «Береговой-1»	Жилые дома	1,2 (0,6)	1,8 (0,6)	2,4 (0,6)	3 (0,6)	3,6 (0,6)	5,1 (1,5)	7,8 (2,7)
	Общественные здания	0	0	0	0	0	0	0
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
мкрн. «Боровой»	Жилые дома	0,6 (0,3)	0,9 (0,3)	1,2 (0,3)	1,5 (0,3)	1,8 (0,3)	3,3 (1,5)	5,55 (2,25)
	Общественные здания	0	0	0	0	0	0	0
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
мкрн. «Дружба»	Жилые дома	0,6 (0,3)	0,9 (0,3)	1,2 (0,3)	1,5 (0,3)	1,8 (0,3)	3,3 (1,5)	5,55 (2,25)
	Общественные здания	0	0	0	0	0	0	0
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
мкрн. «Северо- Восточный»	Жилые дома	3 (1,5)	4,5 (1,5)	6 (1,5)	7,5 (1,5)	9 (1,5)	13,5 (4,5)	20,85 (7,35)
	Общественные здания	0	0	0 (16,46)	16,46 (0)	16,46 (0)	16,46 (0)	16,46 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
мкрн. «Зеленый Бор»	Жилые дома	9 (4,5)	13,5 (4,5)	18 (4,5)	22,5 (4,5)	27 (4,5)	34,5 (7,5)	46,05 (11,55)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(п.Агрокомплект, Дачно-жилищный, п.Зеленый Бор)	Общественные здания	0	0	0	0	0	0 (5,23)	5,23 (0)
	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
Пром. зоны и проч. терр.	Производственные предприятия	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО		1609,1	1718,2	1856,5	1957,5	2046,5	2235,1	2565,9

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

При расчете удельных показателей учтены:

1. Требования Постановления Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. N 306 (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. N 258) для жилых зданий нового строительства.
2. Требования СНиП 23-02-2003 для общественных зданий и зданий производственного назначения.
3. Требования Постановления Правительства РФ от 25.01.2011 №18, предусматривающие поэтапное снижение нормативов теплоснабжения до 50% после 2028 года.

Сводные данные по удельному расходу жилых зданий представлены в таблице 2.3.1. в ккал/(ч м²).

Таблица 2.3.1. удельные расходы на отопление жилых зданий.

Год постройки	Тип застройки	Удельное теплоснабжение, Гкал/м ²				Удельная тепловая нагрузка, ккал/(ч·м ²)			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма	Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма
· 2018 · 2022 г.г.	Жилая многоквартирная	0,090	0	0,056	0,145	49,7	0	7,5	57,2
	Жилая индивидуальная	0,141	0	0,056	0,197	70,8	0	7,5	78,3
· 2023 · 2027 г.г.	Жилая многоквартирная	0,067	0	0,056	0,123	40,7	0	7,5	48,2
	Жилая индивидуальная	0,106	0	0,056	0,162	56,4	0	7,5	63,9
· 2028 · 2032 г.г.	Жилая многоквартирная	0,056	0	0,056	0,112	36,1	0	7,5	43,6
	Жилая индивидуальная	0,088	0	0,056	0,144	49,3	0	7,5	56,8

Примечание. Значения приведены без учета потерь в тепловых сетях

В таблице 2.3.2. приведены расчетные удельные расходы теплоты на отопление, вентиляцию и ГВС общественных зданий, принятые при расчете приростов тепловых нагрузок ккал/ (ч м²)

Таблица 2.3.2. Удельные расходы теплоты на отопление, вентиляцию и ГВС для общественных зданий.

Год постройки	Тип застройки	Удельное теплopotребление, Гкал/м ²				Удельная тепловая нагрузка, ккал/(ч·м ²)			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма	Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма
2018 ÷ 2022 г.г.	Общественно-деловая	0,060	0,085	0,008	0,153	46,5	59,0	1,0	106,5
2018 ÷ 2022 г.г.	Общественно-деловая	0,037	0,071	0,008	0,117	38,2	49,5	1,0	88,7
2018 ÷ 2022 г.г.	Общественно-деловая	0,033	0,057	0,008	0,099	37,5	40,1	1,0	78,7

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

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

2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплopotребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих, или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, или индивидуального теплоснабжения на каждом этапе;

Потребление тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции рассчитаны учетом перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию, удовлетворяющих требованиям энергетической эффективности объектов теплopotребления указанных в п. 3 гл. 2 «Обосновывающих материалов». Результаты расчетов сведены в таблицу 2.5.1.

Потребление тепловой энергии и теплоносителя на нужды горячего водоснабжения перспективного строительства рассчитаны согласно СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий». Результаты расчетов сведены в таблицу 2.5.1.

Предполагается присоединение к системам централизованного теплоснабжения только многоквартирных домов и общественно-деловой застройки. Вопрос о подключении к системам централизованного теплоснабжения индивидуального жилого строительства должен быть рассмотрен при ежегодной актуализации схемы теплоснабжения с учетом выполнения расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 2.5.1. Объемы потребления тепловой энергии и прирост потребления по этапам на тепловую мощность, Гкал/ч. (по данным, предоставленным отделом Архитектуры г. Минусинска)

Прирост нагрузок (Гкал) по периодам – в текущий период (ежегодный прирост)								
Номер жилого образования по генплану. Микрорайон.	Сущ. нагрузка	2019г	2020г	2021г	2022г	2023г	2024-2028г	2029-2033г (итого)
3. мкрн. «Солнечный»		0,1 (0,1)	0,2 (0,1)	0,3 (0,1)	0,38 (0,08)	0,46 (0,08)	0,85 (0,39)	1,22 (0,37)
5. мкрн. «Автомобилист»		0,02 (0,02)	0,04 (0,02)	0,06 (0,02)	0,08 (0,02)	0,1 (0,02)	0,15 (0,05)	0,19 (0,04)
6. мкрн. «ТУСМ-4»		2,84 (0,04)	2,88 (0,04)	2,92 (0,04)	2,95 (0,03)	2,98 (0,03)	3,14 (0,16)	3,29 (0,15)
4,7,8,9,10,11,12,13, 15. «Центральный планировочный район» (историческая часть)	56,34	0,9 (0)	4,43 (1,88)	6,52 (0)	6,52 (0)	6,52 (0)	6,52 (0)	6,52 (0)
<i>в т.ч. подключение 28 ж/домов от котельной ГПМК «Красноярсклес»</i>		0	1,0	0	0	0	0	0
14. мкрн. «Свободы»		0,02 (0,02)	0,04 (0,02)	0,06 (0,02)	0,08 (0,02)	0,1 (0,02)	0,21 (0,11)	0,32 (0,11)
16. мкрн. «Район АЗС-10»		0,01 (0,01)	0,02 (0,01)	0,03 (0,01)	0,04 (0,01)	0,05 (0,01)	0,12 (0,07)	0,19 (0,07)
17. мкрн. «Набережный»	0,779	0,08 (0,08)	0,26 (0,08)	0,71 (0,08)	0,79 (0,08)	0,87 (0,08)	1,28 (0,41)	1,7 (0,42)
18,19. мкрн. «Южный»	1,221	1,5 (0,15)	1,87 (0,15)	3,09 (0,15)	3,21 (0,12)	3,33 (0,12)	3,92 (0,59)	4,48 (0,56)
20. мкрн. «Береговой-2»		0,008 (0,008)	0,016 (0,008)	0,024 (0,008)	0,031 (0,007)	0,038 (0,007)	0,088 (0,05)	0,138 (0,05)
21. мкрн. «Береговой, Центральный»	3,261	0,51 (0,51)	1,18 (0,51)	1,63 (0,45)	2,05 (0,42)	2,47 (0,42)	4,41 (1,94)	6,23 (1,82)
22. мкрн. «Восточный»		0,18	0,36	0,54	0,68	0,82	1,51	2,16

Прирост нагрузок (Гкал) по периодам – в текущий период (ежегодный прирост)								
Номер жилого образования по генплану. Микрорайон.	Сущ. нагрузка	2019г	2020г	2021г	2022г	2023г	2024-2028г	2029-2033г (итого)
		(0,18)	(0,18)	(0,18)	(0,14)	(0,14)	(0,69)	(0,65)
22а. мкрн. «Восточный-А»		0,06 (0,06)	0,12 (0,06)	0,18 (0,06)	0,22 (0,04)	0,26 (0,04)	0,48 (0,22)	0,69 (0,21)
23. мкрн. «Лесной, Лесной-1, Лесхоз»		0,026 (0,026)	0,252 (0,026)	0,278 (0,026)	0,302 (0,024)	0,326 (0,024)	0,496 (0,17)	0,666 (0,17)
24. мкрн. «Лесной-2»		0,008 (0,008)	0,016 (0,008)	0,024 (0,008)	0,031 (0,007)	0,038 (0,007)	0,048 (0,01)	0,06 (0,012)
25,26,27,28, 29,30. планировочный район «о. Тагарский» (новая часть, включая 8 мкрн.)	128,72	3,854	8,8578 (2,72)	13,969 (0,72)	13,969 (0)	13,969 (0)	13,969 (0)	13,969 (0)
33,34,35,38. мкрн. «Юго-Восточный»		0,67 (0,67)	1,34 (0,67)	2,01 (0,67)	2,56 (0,55)	3,11 (0,55)	5,66 (2,55)	10,52 (4,86)
39. мкрн. «Энергетик, Энергетик-2»	0,0465	0,09 (0,09)	0,18 (0,09)	0,27 (0,09)	0,34 (0,07)	0,41 (0,07)	0,74 (0,33)	1,05 (0,31)
мкрн. «Береговой-1»		0,987 (0,02)	2,253 (0,02)	3,167 (0,02)	3,187 (0,02)	3,207 (0,02)	3,307 (0,1)	3,407 (0,1)
мкрн. «Боровой»		0,01 (0,01)	0,02 (0,01)	0,03 (0,01)	0,04 (0,01)	0,05 (0,01)	0,12 (0,07)	0,19 (0,07)
мкрн. «Дружба»	0,259	0,008 (0,008)	0,016 (0,008)	0,024 (0,008)	0,031 (0,007)	0,038 (0,007)	0,098 (0,06)	0,158 (0,06)
мкрн. «Северо-Восточный»		0,05 (0,05)	0,1 (0,05)	0,115 (0,015)	0,19 (0,075)	1,18 (0,99)	1,37 (0,19)	1,55 (0,18)
мкрн. «Зеленый Бор» (п.Агрокомплект, Дачно-жилищный, п.Зеленый Бор)	4,817	0,1 (0,1)	0,2 (0,1)	0,3 (0,1)	0,39 (0,09)	0,48 (0,09)	0,93 (0,45)	1,47 (0,54)

Прирост нагрузок (Гкал) по периодам – в текущий период (ежегодный прирост)								
Номер жилого образования по генплану. Микрорайон.	Сущ. нагрузка	2019г	2020г	2021г	2022г	2023г	2024-2028г	2029-2033г (итого)
Возможные тепловые нагрузки в исторической и новой частях города		0	2,5 (2,5)	5,5 (3)	8,5 (3)	11,5 (3)	16,5 (5)	21,5 (5)
Подключение жилых домов по ул.Пушкина – ул.Корнева		0	0,5 (0,5)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)	0,5 (0)
ИТОГО прирост по этапам		12,0	28,7 (16,6)	42,3 (13,6)	47,1 (4,8)	52,8 (5,7)	66,4 (13,6)	82,2 (15,8)
<i>В т.ч. присоединяемая к СЦТ от Минусинской ТЭЦ</i>		2,7	2,2	1,8	0	0	7,9	1,8
Итоговая нагрузка	195,4	207,5	224,1	237,7	242,5	248,2	261,9	277,6

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе;

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

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

В настоящее время в МО г. Минусинск отсутствует информация о перспективном потреблении тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность).

2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения;

В настоящее время отсутствует информация о свободных долгосрочных договорах на теплоснабжение МО г. Минусинск.

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.

В настоящее время отсутствует информация о долгосрочных договорах на теплоснабжение по регулируемой цене в МО г. Минусинск.

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа включает в себя:

В Приложении №1(л.1,2,3-файл в формате PDF и AutoCAD) приведено графическое представление электронной модели с полным топологическим описанием связности объектов существующей системы теплоснабжения зданий и сооружений территории Минусинска, снабжаемой теплотой от МТЭЦ. Электронная модель включает:

- источников — 1;
- насосных станций — 2;
- потребителей тепловой энергии МТЭЦ — 1159;
- ребер графа (расчетных участков трубопроводов тепловой сети) — 5044;
- узлов сети (разветвителей потока тепловой сети) — 2705;
- независимых контуров — 1176.

В Приложении №2 (л.1,2,3) приведено графическое отображение ежегодных приростов строительных площадей в г.Минусинск на период от2019г. до 2033г. (электронная модель)

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

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

Таблица 4.1. Баланс перспективной тепловой мощности Минусинской ТЭЦ.

№	Вид мощности	Единица измерения	Сущ. положение	2019г	2020г	2021г	2022г	2023г	2024г-2028г	2029-2033г
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	330,4	330,4	330,4	330,4	330,4	330,4	330,4	330,4
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	318	318	318	318	318	318	318	318
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	299	299	299	299	299	299	299	299
5	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах.	Гкал/ч	194,1	196,8	198,9	200,7	200,7	200,7	208,6	210,4
6	Резерв(дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	104,9	102,2	100,1	98,3	98,3	98,3	90,4	88,6

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 магистрального вывода

4.3.1. Гидравлический расчет существующей тепловой сети

В таблице 6.1.1. (приложение № 6.1) приведены результаты гидравлического расчета подающих и обратных трубопроводов тепловых сетей для расчетного режима (2018г.)

В таблице 6.1.2. (приложение № 6.1) приведены результаты гидравлического расчета узловых давлений в трубопроводах тепловых камер для расчетного режима(2018г.)

В таблице 6.1.3. (приложение № 6.1) приведены результаты гидравлического расчета потокораспределения на тепловых вводах потребителей для расчетного режима(2018г.).

В приложении № 6.1 представлена режимная схема потокораспределения для существующего состояния системы теплоснабжения на 2018г.

Анализ результатов гидравлических расчетов при вышеназванных исходных данных, выполненных для тепловой сети от МТЭЦ Минусинска и приведенных в приложении П 6.1, позволяет сделать вывод о возможности эксплуатации существующей системы теплоснабжения без её конструктивных изменений.

4.3.2 Гидравлический расчет тепловой сети с перспективой 2019 года

В таблице 6.2.1. (приложение № 6.2) приведены результаты гидравлического расчета подающих и обратных трубопроводов тепловой сети с перспективой развития на 2019 год.

В таблице 6.2.2. (приложение № 6.2) приведены результаты гидравлического расчета узловых давлений в трубопроводах тепловых камер и узлов тепловой сети с перспективой развития на 2019 год.

В таблице 6.2.3. (приложение № 6.2) приведены результаты гидравлического расчета потокораспределения на тепловых вводах потребителей тепловой сети с перспективой развития на 2019 год.

В приложении № 6.2 представлена режимная схема потокораспределения для системы теплоснабжения с учетом перспективного (2019 год) строительства зданий и сооружений.

Анализ результатов гидравлических расчетов при вышеназванных исходных данных, выполненных для тепловой сети от МТЭЦ Минусинска, приведенных в приложении № 6.2,

4.3.3. Гидравлический расчет тепловой сети с перспективой 2020 года

В таблице 6.3.1. (приложение № 6.3) приведены результаты гидравлического расчета подающих и обратных трубопроводов тепловой сети с перспективой развития на 2020 год.

В таблице 6.3.2. (приложение № 6.3) приведены результаты гидравлического расчета узловых давлений в подающих и обратных трубах камер и узлов тепловой сети с перспективой развития на 2020 год.

В таблице 6.3.3. (приложение № 6.3) приведены результаты гидравлического расчета потокораспределения на тепловых вводах потребителей тепловой сети с перспективой развития на 2020 год.

В приложении № 6.3 представлена режимная схема потокораспределения для

системы теплоснабжения с учетом перспективного (2020 год) строительства зданий и сооружений.

Анализ результатов гидравлических расчетов при вышеназванных исходных данных, выполненных для тепловой сети от МТЭЦ Минусинска, приведенных в приложении № 6.3, позволяет сделать вывод о невозможности эксплуатации данной системы теплоснабжения в 2020 году без её конструктивных изменений.

4.3.4. Гидравлический расчет тепловой сети с перспективой 2021 года

В таблице 6.4.1. (приложение № 6.4) приведены результаты гидравлического расчета подающих и обратных трубопроводов тепловой сети с перспективой развития на 2021 год.

В таблице 6.4.2. (приложение № 6.4) приведены результаты гидравлического расчета узловых давлений в подающих и обратных трубах камер и узлов тепловой сети с перспективой развития на 2021 год.

В таблице 6.4.3. (приложение № 6.4) приведены результаты гидравлического расчета потокораспределения на тепловых вводах потребителей тепловой сети с перспективой развития на 2021 год.

В приложении № 6.4) представлена режимная схема потокораспределения для системы теплоснабжения с учетом перспективного (2021 год) строительства зданий и сооружений.

Анализ результатов гидравлических расчетов при вышеназванных исходных данных, выполненных для тепловой сети от МТЭЦ Минусинска, приведенных в приложении № 6.4, позволяет сделать вывод о невозможности эксплуатации данной системы теплоснабжения в 2021 году без её конструктивных изменений.

4.3.5. Гидравлический расчет тепловой сети с перспективой 2022 года

В таблице 6.5.1. (приложение № 6.5) приведены результаты гидравлического расчета подающих и обратных трубопроводов тепловой сети с перспективой развития на 2022 год.

В таблице 6.5.2. (приложение № 6.5) приведены результаты гидравлического расчета узловых давлений в подающих и обратных трубах камер и узлов тепловой сети с перспективой развития на 2022 год.

В таблице 6.5.3. (приложение № 6.5) приведены результаты гидравлического расчета потокораспределения на тепловых вводах потребителей тепловой сети с перспективой развития на 2022 год.

В приложении № 6.5 представлена режимная схема потокораспределения для системы теплоснабжения с учетом перспективного (2022 год) строительства зданий и сооружений.

Анализ результатов гидравлических расчетов при вышеназванных исходных данных, выполненных для тепловой сети от МТЭЦ Минусинска, приведенных в приложении № 6.5, позволяет сделать вывод о невозможности эксплуатации данной системы теплоснабжения в 2022 году без её конструктивных изменений.

4.3.6 Гидравлический расчет тепловой сети с перспективой 2023 года

В таблице 6.6.1. (приложение № 6.6) приведены результаты гидравлического расчета подающих и обратных трубопроводов тепловой сети с перспективой развития на 2023 год.

В таблице 6.6.2. (приложение № 6.6) приведены результаты гидравлического расчета узловых давлений в подающих и обратных трубах камер и узлов тепловой сети с перспективой развития на 2023 год.

В таблице 6.6.3. (приложение № 6.6) приведены результаты гидравлического расчета потокораспределения на тепловых вводах потребителей тепловой сети с перспективой развития на 2023 год.

В приложении № 6.6 представлена режимная схема потокораспределения для системы теплоснабжения с учетом перспективного (2023 год) строительства зданий и сооружений.

Анализ результатов гидравлических расчетов при вышеназванных исходных данных, выполненных для тепловой сети от МТЭЦ Минусинска, приведенных в приложении № 6.6, позволяет сделать вывод о невозможности эксплуатации данной системы теплоснабжения в 2023 году без её конструктивных изменений.

4.3.7 Гидравлический расчет тепловой сети с перспективой 2024-2028 г.

В таблице 6.7.1. (приложение № 6.7) приведены результаты гидравлического расчета подающих и обратных трубопроводов тепловой сети с перспективой развития на период 2024-2028годы.

В таблице 6.7.2. (приложение № 6.7) приведены результаты гидравлического расчета узловых давлений в подающих и обратных трубах камер и узлов тепловой сети с перспективой развития на период 2024-2028 годы.

В таблице 6.7.3. (приложение № 6.7) приведены результаты гидравлического расчета потокораспределения на тепловых вводах потребителей тепловой сети с перспективой развития на период 2024-2028годы.

В приложение № 6.7 представлена режимная схема потокораспределения для системы теплоснабжения с учетом перспективного (2024-2028г.) строительства зданий и сооружений.

Анализ результатов гидравлических расчетов при вышеназванных исходных данных, выполненных для тепловой сети от МТЭЦ Минусинска, приведенных в приложении № 6.7, позволяет сделать вывод о невозможности эксплуатации данной системы теплоснабжения на период 2024-2028г без её конструктивных изменений.

4.3.8 Гидравлический расчет тепловой сети с перспективой 2029-2033 г.

В таблице 6.8.1. (приложение № 6.8) приведены результаты гидравлического расчета подающих и обратных трубопроводов тепловой сети с перспективой развития на период 2029-2033 годы.

В таблице 6.8.2. (приложение № 6.8) приведены результаты гидравлического расчета узловых давлений в подающих и обратных трубах камер и узлов тепловой сети с перспективой развития на период 2029-2033 годы.

В таблице 6.8.3. (приложение № 6.8) приведены результаты гидравлического расчета потокораспределения на тепловых вводах потребителей тепловой сети с перспективой развития на период 2029-2033 годы.

В приложение № 6.8 представлена режимная схема потокораспределения для системы теплоснабжения с учетом перспективного (2029-2033г.) строительства зданий и сооружений.

Анализ результатов гидравлических расчетов при вышеназванных исходных данных, выполненных для тепловой сети от МТЭЦ Минусинска, приведенных в приложении № 6.8,

позволяет сделать вывод о невозможности эксплуатации данной системы теплоснабжения на 2029-2033 г. году без её конструктивных изменений.

В соответствии с прогнозом прироста объемов потребления мощности до 2033 года в зоне Минусинской ТЭЦ предполагается присоединение 16,4 Гкал/ч тепловой нагрузки. При используемом графике качественного регулирования тепловой нагрузки 150/70, это способно дать дополнительный циркуляционный расход в объеме 205 т/ч. Существующие и перспективные параметры отпуска теплоносителя от Минусинской ТЭЦ представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Гидравлические параметры отпуска теплоносителя от Минусинской ТЭЦ

Параметр	Существующий режим	к 2033 году
Давление в подающей ТС, кгс/см ²	8,5	9,0
Давление в обратной ТС, кгс/см ²	2,0	2,0
Циркуляционный расход в подающей, т/ч	2540	2745
Циркуляционный расход в обратной тепловой сети, т/ч	2377	2738

Как видно из таблицы 4.2 увеличение циркуляционного расхода к 2033 году прогнозируется:

- в подающей линии на уровне 8%.
- в обратной линии на уровне 15%.

Запаса пропускной способности трубопроводов тепловой сети от Минусинской ТЭЦ будет достаточно для обеспечения теплоснабжения существующих и перспективных потребителей. Увеличение гидравлических потерь при повышении циркуляционного расхода будет скомпенсировано увеличением располагаемого напора на источнике тепловой энергии.

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

5.1. На момент разработки схемы теплоснабжения на котельной МИНГОРХОЗ г.Минусинск по ул. Суворова, 23 «в» отсутствуют водоподготовительные установки для подготовки теплоносителя для тепловых сетей.

5.2. Согласно п. 6.16 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

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

$$G_{под} = 1,2 G_{ГВСср} + 0,0075 (V_{mc} + V_{от} + V_{вент} + V_{ГВС}), \text{ м}^3/\text{ч};$$

где: $G_{ГВСср}$ – расход теплоносителя на нужды горячего водоснабжения потребителей;

V_{mc} , $V_{от}$, $V_{вент}$, $V_{ГВС}$ – объем теплоносителя в трубопроводах в тепловых сетях, системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей.

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

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

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

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

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

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

$$V_{c.m.i} = \sum_{i=1}^n v Q_{o \max}$$

где Q_{max} - расчетное значение часовой тепловой нагрузки здания, Гкал/ч

v - удельный объем системы теплопотребления, $\text{м}^3\text{ч}/\text{Гкал}$;

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

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплопотребления (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере $30 \text{ м}^3\text{ч}/\text{Гкал}$.

Емкость местных систем горячего водоснабжения теплоснабжения можно определять при $v=6 \text{ м}^3\text{ч}/\text{Гкал}$ средней часовой тепловой нагрузки.

5.4. Согласно п. 6.17 СНиП 41-02-2003 для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления,

вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

5.5. Результаты расчетов расходов воды на подпитку тепловых сетей сведены в таблицы 5.1., 5.2.

Таблица 5.1. Требуемая производительность водоподготовительных установок с учетом приведения потерь теплоносителя в тепловых сетях к нормируемым, подключение новых потребителей по закрытой схеме ГВС и установкой баков аккумуляторов на источнике до перевода потребителей на «закрытую» схему ГВС.

№	Наименование источника тепловой энергии	Перспективный нормируемый расход подпиточной воды, м ³ /ч.	Перспективный расчетный расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч
1	Минусинская ТЭЦ	252	234
2	Котельная МИНГОРХОЗ	5,72	2,72

Таблица 5.2. Требуемая производительность водоподготовительных установок с учетом приведения потерь теплоносителя в тепловых сетях к нормируемым и переходом на «закрытую» схему ГВС всех потребителей в соответствии с требованиями Федерального закона «О теплоснабжении» № 190-ФЗ от 27.07.2010 г.

№	Наименование источника тепловой энергии	Перспективный нормируемый расход подпиточной воды, м ³ /ч.	Перспективный расчетный расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч
1	Минусинская ТЭЦ	38	328
2	Котельная МИНГОРХОЗ	—	—

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

6.1.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;

- 6.1.1.1. Необходимые условия для организации централизованного теплоснабжения:
- резервные мощности на существующих теплоисточниках;
 - возможность прокладки новых тепловых сетей или реконструкция имеющихся.

6.1.1.2 Необходимые условия для организации индивидуального теплоснабжения:

- резервные мощности на электрических сетях для возможного подключения электрических котлов;
- развитие топливной базы, такой как: традиционное топливо (уголь, дрова, горючие жидкости и газы), так и альтернативные источники энергии (солнечные батареи, ветровые генераторы, мини гидротурбины, тепловые насосы и т.д.).

6.1.1.3. Необходимые условия для организации поквартирного отопления:

- развитая сеть трубопроводов (для подключения квартир к общедомовым стоякам через индивидуальный узел ввода);
- организованная сеть газоснабжения (для возможности установка в квартирах индивидуальных газовых отопительных котлов);
- строительство нового или реконструкция существующего жилья с возможностью организации поквартирного отопления.

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

Для обеспечения перспективных тепловых нагрузок строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не требуется.

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

Для обеспечения перспективных тепловых нагрузок реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не требуется.

6.1.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;

Для обеспечения перспективных тепловых нагрузок реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле не требуется.

6.1.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии;

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

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

Перевод в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не требуется.

6.1.7. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

6.1.8. Теплоснабжение города Минусинска предусматривается осуществлять от Минусинской ТЭЦ.

В рамках актуализации схемы теплоснабжения г.Минусинска рассмотрено замещение действующей котельной ТУСМ с переподключением ее абонентов в централизованную систему теплоснабжения г.Минусинска (тепловой источник Минусинская ТЭЦ),что потребует строительство тепловой сети 2Ду200 протяженностью 1,3 км и организацию ЦТП.

Таблица 6.1. Расчет периода окупаемости строительства теплосети 2Ду 200 протяженностью 1,3 км с организацией ЦТП для замещения котельной ТУСМ

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм	Кол-во	Примечание
1	Подключаемая нагрузка	Гкал/час	1,2	
2	Тариф на тепловую энергию МУП г. Минусинска «Минусинское городское хозяйство» по СЦТ №1 «Котельная по ул. Суворова, 23В» (котельная ТУСМ)	руб. с НДС за 1 Гкал	2 051,67	Приказ РЭК Красноярск ого края от 16.12.2015 № 302-п
3	Тариф на тепловую энергию АО «Енисейская территориальная генерирующая компания (ТГК-13)	руб. с НДС за 1 Гкал	1 557,82	Приказ РЭК Красноярск ого края от 16.12.2015 № 402-п
4	Суммарные затраты на строительство теплосети 2Ду 200 протяженностью 1,3 км с организацией ЦТП для замещения котельной ТУСМ	тыс.руб	43 160	
5	Расчетный годовой расход тепловой энергии	Гкал/год	2960	
6	Итоговый годовой эффект	млн.руб/год	1, 461	
7	Период окупаемости	год	29,5	

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

Предусматривается вывод в 2018г. из эксплуатации производственной котельной Минусинского филиала ГПКК «Красноярсклес» по ул. Советская, 116, которая на данный момент выработала нормативный срок службы. Потребители тепловой энергии переключаются на обслуживание от Минусинской ТЭЦ.

6.1.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями;

Согласно информации о перспективном развитии планируемого строительства - частные жилые дома, предусматривается организовывать индивидуальное теплоснабжение ввиду отсутствия: массовой и плотной застройки жилых кварталов; единых сроков строительства; данных объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя.

6.1.11. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа;

Организация центрального теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, не предусматривается ввиду отсутствия данных о перспективных объемах потребления тепловой энергии и отсутствия информации о строительстве или модернизации промышленных предприятий с возможных изменений производственных зон и их перепрофилированием.

6.1.12. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии;

Перераспределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии не предусматривается.

6.1.13. Радиус эффективного теплоснабжения:

В соответствии с пп.а) п.6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика определения радиуса эффективного теплоснабжения, разработанная НП «Российское теплоснабжение» и размещенная на общедоступном интернет-ресурсе «Ростепло.Ру» по адресу: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/sto_1806.zip. В соответствии с данными, приведенными на том же портале (<http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=1464943089>), указанная методика получила одобрение Экспертного совета при Минстрое России.

В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к СЦТ, в границы радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо использовать вышеописанный метод, т.е. выполнять сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта; при этом в качестве расчетного периода используется полезный срок службы тепловых сетей и теплосетевых объектов.

Глава 7. "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них:

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них разработаны в соответствии с пунктом 43 Требований к схемам теплоснабжения, состоящим из следующих предложений:

- а) реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) – **не предусмотрено**
- б) строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения – представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

№№ п/п	Наименование мероприятия	этап
	Строительство тепловых сетей	
1	Устройство теплотрассы от П2 на мкрн. «Юго-Восточный» Ду 200 мм, длиной 2500 м в 2-х трубном исполнении	2024-2028
2	Устройство теплотрассы от ПЗ на мкрн. «Центральный» Ду 150 мм, длиной 300 м в 2-х трубном исполнении	2021
3	Устройство теплотрассы на мкрн. «Северо-Восточный» Ду 125 мм, длиной 800 м в 2-х трубном исполнении	2022
4	Устройство теплотрассы от ТК-34-2 до мкр.Лесной,Лесхоз (прокладка подземная в непроходном канале,надземная на низких опорах) ДУ 100 мм, длиной 1010 м в 2-х трубном исполнении	2019
5	Устройство теплотрассы от ТК2-5 до Со-10 для подключения Новой части города (планировочный район о.Тагарский Ду 175 мм, длиной 800 м в 2-х трубном исполнении	2022

- в) строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения – **не предусмотрено**
- г) строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных - **не предусмотрено**
- д) строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;
- е) реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки- **не предусмотрено**
- ж) реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса- **не предусмотрено**
- з) строительство и реконструкция насосных станций - **не предусмотрено**
- е) предложения по реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения гидравлических режимов, обеспечивающих качество горячей воды в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) - **не предусмотрено**

Глава 8. "Перспективные топливные балансы":

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

Расчет по существующему источнику тепловой энергии, выполнен по используемому углю марки Бородинского разреза, марки 2БР с низшей рабочей теплотой сгорания 4068 Ккал/кг.

Все результаты расчетов сведены в таблицу 8.1.

Аварийное топливо согласно топливным режимам источников теплоснабжения не предусмотрено.

Таблица 8.1. Годовые расходы основного вида топлива для отпуска тепловой энергии от Минусинской ТЭЦ

Минусинская ТЭЦ	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
Отпуск с коллекторов, тыс. Гкал	520,46	520,46	520,46	520,46	524,62	528,78	532,13	548,49	563,23
Хозяйственные нужды, тыс. Гкал	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	516,48	516,48	516,48	516,48	520,64	524,80	528,15	544,50	559,25
Потери, тыс. Гкал	127,32	127,32	127,32	127,32	128,35	129,38	130,20	134,23	137,87
- в сетях МТЭЦ (с 2017г. - МТТК)	100,66	100,66	100,66	100,66	101,47	102,28	102,93	106,12	109,00
- в сетях ООО "Ермак"	26,66	26,66	26,66	26,66	26,88	27,09	27,27	28,11	28,87
отпуск конечным потребителям, тыс. Гкал	389,15	389,15	389,15	389,15	392,29	395,42	397,95	410,27	421,38
УРУТ на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	187,12	186,74	186,93	186,83	186,88	186,86	186,87	186,86	186,86
Потребление топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	97,39	97,19	97,29	97,24	98,04	98,80	99,44	102,49	105,25

Глава 9. "Оценка надежности теплоснабжения"

9.1 Перспективные показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы системы следует принимать для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;

Из формулы $P(t) = e^{-\omega t}$ можно получить нормативный поток отказов элементов системы теплоснабжения:

- $\omega_{ит} = -\ln(0,97) = 0,03 \text{ 1/год}$ – нормативный поток отказов для источника теплоты.
- $\omega_{тс} = -\ln(0,9) = 0,1 \text{ 1/год}$ – нормативный поток отказов для тепловых сетей.
- $\omega_{пт} = -\ln(0,99) = 0,01 \text{ 1/год}$ – нормативный поток отказов для потребителя теплоты.

В соответствии с ПП РФ № 452 от 16 мая 2014 г. «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»:

Плановые значения показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в целом по теплоснабжающей организации ($R_{п}$ сети от t_n), рассчитываются по формуле:

$$R_{п \text{ сети от } t_n} = (N_{п \text{ сети от } t_0-1} / L_{t_0-1}) \times (L_{t_n} - \sum L_{зам} t_n) / L_{t_n},$$

где:

- $N_{п \text{ сети от } t_0-1}$ – фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;
- t_0 – 1-й год реализации инвестиционной программы;
- t_n – соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;
- L – суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров;
- $\sum L_{зам} t_n$ – суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;
- L_{t_n} – общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в году, соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

– t_0-1 - год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы

Плановое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности ($R_{пист}$ от t_n), рассчитывается по формуле:

$$R_{пист от t_n} = \left(N_{пист от t_0-1} / M_{t_0-1} \right) \times \left(M_{t_n} - \sum M_{зам t_n} \right) / M_{t_n},$$

где:

- $N_{пист от t_0-1}$ - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;
- t_0 - первый год реализации инвестиционной программы;
- $\sum M_{зам t_n}$ - суммарная мощность строящихся, реконструируемых и модернизируемых источников тепловой энергии, вводимых в эксплуатацию в году реализации инвестиционной программы;
- M - мощность источника тепловой энергии, Гкал/час;
- M_{tn} - общая мощность источников тепловой энергии в году реализации инвестиционной программы;
- t_n - соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;
- t_0-1 - год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы.

Плановые значения показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях будут определены при следующей актуализации.

9.2 Перспективные показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»: вероятность безотказной работы системы $[P]$ - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$, более числа раз, установленного нормативами. А значит, нормативная продолжительность прекращений подачи тепловой энергии не должна превышать время снижения температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$. Нормативное расчетное время снижения температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$ при различных температурах наружного воздуха приведено в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Нормативное расчетное время снижения температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С при различных температурах наружного воздуха

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С
-50,0	0	4,85
-47,5	0	5,05
-42,5	15	5,48
-37,5	74	5,99
-32,5	115	6,61
-27,5	281	7,38
-22,5	423	8,34
-17,5	644	9,60
-12,5	863	11,30
-7,5	866	13,78
-2,5	865	17,57
2,5	800	24,44
7,5	502	40,87

Показатели надежности, определяемые продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии, приведенной к производству суммарной тепловой нагрузки и суммарной протяженности тепловой сети, рассчитываются на основании данных о фактической продолжительности прекращения подачи тепловой энергии и будут определены при следующей актуализации.

9.3 Перспективные показатели, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Показатели надежности, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии рассчитываются на основании данных о фактическом объеме недоотпуска тепловой энергии и будет определено при следующей актуализации.

9.4 Перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующие отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Согласно постановлению 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» частичное ограничение режима потребления влечет за собой снижение объема или температуры теплоносителя, подаваемого потребителю, по сравнению с объемом или температурой, определенными в договоре теплоснабжения, или фактической потребностью (для граждан-потребителей) либо прекращение подачи тепловой энергии или теплоносителя потребителю в определенные периоды в течение суток, недели или месяца. Поставщик освобождается от обязанности поставить объем тепловой энергии, недопоставленный в период ограничения режима потребления, введенного в случае нарушения потребителем своих обязательств, после возобновления (восстановления до прежнего уровня) подачи тепловой энергии.

Поскольку параметры поставляемого теплоносителя потребителю определяются договором теплоснабжения, то имеет смысл говорить о качестве теплоносителя, отпускаемого с источника тепловой энергии.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» ограничение в подаче тепловой энергии на отопление и вентиляцию при расчетной температуре, принятой для проектирования систем отопления города Минусинска составляет 89 %.

В аварийной ситуации при качественном регулировании, используемое в системах теплоснабжения города Минусинска, возможно снижение температуры теплоносителя при расчетных расходах сетевой воды в системах теплоснабжения в пределах, позволяющих при том же расходе теплоносителя достичь минимально необходимого количества отпускаемой тепловой энергии.

Расчет допустимого отклонения температуры теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии для температурного графика качественного регулирования 150/70 представлено в таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Расчет допустимого отклонения температуры теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии для температурного графика качественного регулирования 150/70

Температурный график качественного регулирования	150/70
Температура в обратном трубопроводе, °С	70
Нормативная разность температур теплоносителя в подающей и обратной т/м при расчетной температуре наружного воздуха, °С	80
Удельный расход сетевой воды, т/Гкал	12,50
Допустимое снижение подачи теплоты по СП 124.13330.2012	0,89
максимально низкая температура теплоносителя в подающем трубопроводе при нарушении в подаче тепловой энергии (при расчетной температуре н.в.), °С	141,2
Допустимое отклонение температуры теплоносителя при нарушении в подаче тепловой энергии (при расчетной температуре н.в.), °С	8,8

Глава 10. "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение"

10.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Суммарный объем финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения составляет 94,2 млн. руб.

Расшифровка финансовых потребностей по видам мероприятий и периодам представлена в табл. 10.1.

Таблица 10.1. Финансовые потребности по видам мероприятий

№№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий (без НДС) в мл. руб. по этапам реализации						
		201 9	202 0	202 1	202 2	202 3	2024- 2028	2029- 2033
Строительство Тепловых сетей								
1	Устройство теплотрассы от П2 на мкрн. «Юго-Восточный» Ду 250 мм, длиной 2500 м в 2-х трубном исполнении						51,2	
2	Устройство теплотрассы от ТкПЗ на мкрн. «Центральный» Ду 150 мм, длиной 300 м в 2-х трубном исполнении			10,8				
3	Устройство теплотрассы на мкрн. «Северо-Восточный» Ду 125 мм, длиной 800 м в 2-х трубном исполнении				11,6			
4	Устройство теплотрассы от ТК-34-2 до мкр.Лесной,Лесхоз (прокладка подземная в непроходном канале,надземная на низких опорах) Ду 100 мм, длиной 1010 м в 2-х трубном исполнении	5,8						
5	Устройство теплотрассы от ТК2-5 до Со-10 для подключения Новой части города (планировочный район о.Тагарский) Ду 175 мм, длиной 800 м в 2-х трубном исполнении				14,8			
	Итого по годам	5,8	0	10,8	26,4	0	51,2	
		ИТОГО, млн. руб.						
		94,2						

10.2. Расчеты эффективности инвестиций и предложения по источникам инвестиций.

Все проекты направлены на подключение дополнительной тепловой нагрузки в пределах радиуса эффективного теплоснабжения, что само по себе предполагает эффективность реализации данных проектов

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

Рекомендованный источник финансирования для представленных мероприятий — плата за подключение. Реализация данных мероприятий не несет ценовых последствий для потребителей.

Глава 11. "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации"

В соответствии с Постановлением Администрации города Минусинска Красноярского края №АГ-96-п от 24.01.2014 в границах муниципального образования город Минусинск действует единая теплоснабжающая организация АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» Филиал Минусинская ТЭЦ.

Список использованных источников

1. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ.
2. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009г. №261-ФЗ.
3. О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. №154.
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утвержденные приказом Министерства Энергетики РФ от 29.12.2012г. № 565 и приказом Министерства регионального развития РФ от 29.12.2012г. №667.
5. Генеральный план г. Минусинск, Шифр: 9880-06.
6. Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808.
7. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
8. СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий».
9. Проект приказа Министра регионального развития РФ «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».
10. Государственный сметный норматив по укрупненным ценам НЦС 81-02-13-2012 утвержденный приказом Министерством регионального развития РФ от 30.12.2011г. № 643.
11. Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001 утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191.