

УТВЕРЖДЕНА
Постановлением
от _____ г. № _____



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
муниципального образования
«город Ачинск»
на период до 2042 года
актуализация**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ТОМ 1**

Исполнитель:

ООО «ТЕХНОСЕРВИС»

Генеральный директор



/К.Н. Калинин/

Оглавление

Часть 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	6
1.1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности)теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	6
1.1.2 Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций	9
1.1.3 Зоны действия производственных котельных	9
1.1.4 Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	10
1.1.5 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	10
Часть 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	10
1.2.1 ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинский глиноземный комбинат».....	10
1.2.2 ООО «Теплосеть»	21
1.2.3 ТК «Восток»	30
1.2.4 ЗАО «Назаровское»	35
1.2.5 ОАО «РЖД»	41
Часть 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ	44
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 с выделением сетей горячего водоснабжения	44
1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии вэлектронной форме и (или) на бумажном носителе	51
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 тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.....	57
1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры натепловых сетях	70
1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	70
1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	71
1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	78
1.3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	79
1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	93
1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособноститепловых сетей, за последние 5 лет	94
1.3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планированиякапитальных (текущих) ремонтов	94
1.3.12 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и инымобязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методамииспытаний тепловых сетей .	96
1.3.13 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии(мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	96

1.3.14 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	98
1.3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	98
1.3.16 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	98
1.3.17 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	100
1.3.18 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	113
1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	113
1.3.21 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	113
1.3.22 Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	114
Часть 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	114
Часть 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	115
1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	115
1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	116
1.5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	116
1.5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	117
1.5.5 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	117
1.5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	118
Часть 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	118
1.6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения	118
1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения	120
1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю	120
1.6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	120
1.6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей	

расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	120
Часть 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	121
1.7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих наединую тепловую сеть	121
1.7.2 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	122
Часть 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	127
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	127
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	128
1.8.3 Описание особенностей характеристик топлива в зависимости от мест поставки	128
1.8.4 Описание использования местных видов топлива	129
1.8.5 Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	129
1.8.6 Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	129
1.8.7 Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа	130
Часть 9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	130
1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	130
1.9.2 Частота отключений потребителей	131
1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	131
1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	132
1.9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике".....	132
1.9.6 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	132
1.9.7 Сценарии развития аварий	132
Часть 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	133
Часть 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	137

1.11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет	137
1.11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	147
1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	147
1.11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	147
1.11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет	147
1.11.6 Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения	147
1.11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	148
Часть 12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	148
1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	148
1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	149
1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	149
1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	149
1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	149

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Для актуализации схемы теплоснабжения на период до 2042 года, за базовый период принят 2024 год.

Часть 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В границах МО «Город Ачинск» регулируемую деятельность в области теплоснабжения осуществляют следующие организации:

- 1) Акционерным обществом «РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат» (далее АО «РУСАЛ Ачинск»);
- 2) Общество с ограниченной ответственностью «Теплосеть» (далее ООО «Теплосеть»);
- 3) Общество с ограниченной ответственностью «ТК Восток» (далее ООО ТК «Восток»);
- 4) Закрытое акционерное общество «Назаровское» (далее ЗАО «Назаровское»);
- 5) Красноярская Дирекция по тепловодоснабжению, филиал Открытое акционерное общество «РЖД» (далее ОАО «РЖД»)

АО «РУСАЛ Ачинск»

Основным источником тепловой энергии города является Ачинская ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат». Теплоснабжение от ТЭЦ осуществляется через магистральные и внутриквартальные тепловые сети на правобережной территории г. Ачинска.

Эксплуатацию магистральных тепловых сетей (выводы 1-я и 2-я нитки), ПНС, ЦТП, внутриквартальных тепловых сетей от Ачинской ТЭЦ осуществляет ООО «Теплосеть». Также в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок" Минэнерго России №115 от 24.03.03 г. и «Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» (РД 153-34.0-20.507-98) ООО "Теплосеть" осуществляет ведение тепловых и гидравлических режимов отпуска теплоты в тепловые сети по установленным законам регулирования отпуска теплоты.

Конечными точками транспортировки тепловой энергии являются границы эксплуатационной ответственности, которые включают порядка 1700 абонентов, около 80% из которых составляет жилой фонд.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города от ТЭЦ представляет разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и её транспорт до потребителя. Особенностью является то, что процесс транспорта тепловой энергии от энергоисточника до потребителя осуществляется одним юридическим лицом. Данная структура не типична для организации теплоснабжения, сложившаяся в России при организации теплоснабжения от теплоэлектроцентралей общего пользования.

ООО «Теплосеть»

ООО «Теплосеть» осуществляет производство тепловой энергии на 6 котельных.

Услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя от котельных до потребителей осуществляет также ООО «Теплосеть».

Кроме того, на балансе ООО «Теплосеть» находится ЦТП, услуги по производству и транспорту тепловой энергии, от которого до потребителя осуществляет непосредственно сама организация.

ООО ТК «Восток»

Производство тепловой энергии на источнике тепла осуществляет ООО ТК «Восток».

Услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя от котельной до потребителей по 1 выводу (старый) осуществляет ООО "Теплосеть" и по 2 выводу (новый) ООО ТК «Восток».

ЗАО «Назаровское»

Котельная ЗАО "Назаровское" согласно договору №07/01-2024 от 18.01.24 с ООО «Теплосеть» обеспечивает подогрев поставленного теплоносителя в объеме не менее 330 м3/час, согласно температурному графику.

ОАО «РЖД»

Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД» осуществляет производство тепловой энергии на технологические нужды и на отопление зданий и сооружений ОАО «РЖД» ст. Ачинск-2.

Таблица 1.1.1.1 – Источники тепловой энергии

№	Теплового источника	Теплоснабжающая организация	Теплосетевая организация
1	Котельная № 1	ООО «Теплосеть»	ООО «Теплосеть»
	Котельная №2		
	Котельная №3		
	Котельная №4		
	Котельная №5		
	Котельная №6		
2	Ачинская ТЭЦ	АО «Русал Ачинский Глиноземный Комбинат»	ООО «Теплосеть»
3	Котельная ООО ТК«Восток»	ООО «Теплосеть»	ООО ТК «Восток» (2 вывод) ООО «Теплосеть» (1 вывод)
4	Котельная ЗАО"Назаровское"	ЗАО "Назаровское"	ЗАО "Назаровское"
5	Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»

Зоны действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций системы теплоснабжения г. Ачинска, представлены на рисунке 1.1.1.1

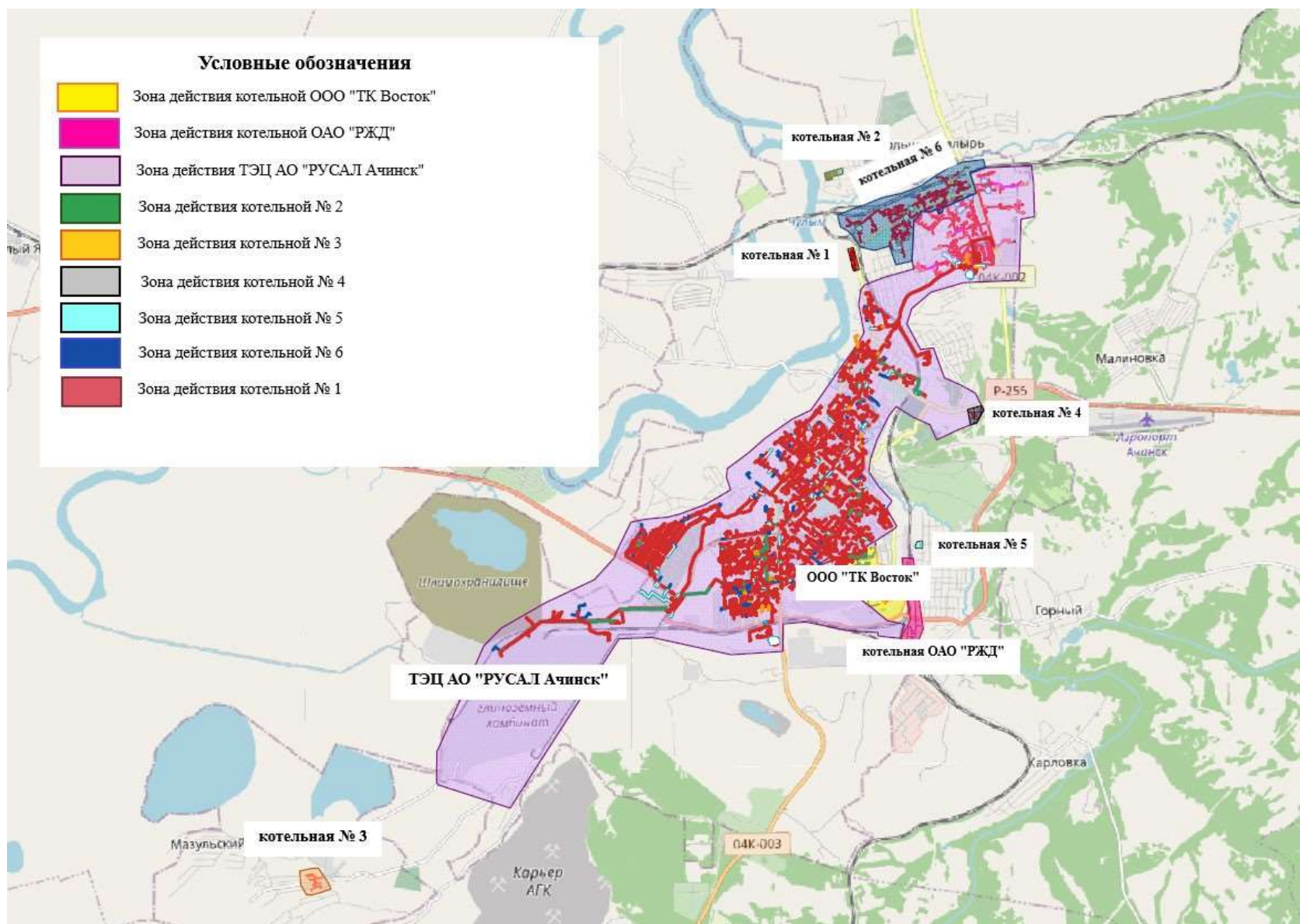


Рисунок 1.1.1.1 - Зоны действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций системы теплоснабжения г. Ачинска

1.1.2 Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций

АО «РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат»

АО «РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат» осуществляет производство тепловой энергии.

АО «РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат» имеет договор с ООО «Теплосеть» на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя по магистральным и внутриквартальным трубопроводам до потребителей г. Ачинска.

Согласно заключенному договору ТС-Д-14-0017 (РА-Д-14-059) от 01.03.2014 г. между АО «РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат» и ООО «Теплосеть» на оказание услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя и покупку тепловой энергии, теплоносителя, АО «РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат» обязуется поставлять через присоединенную сеть тепловую энергию, а ООО «Теплосеть» обязуется оплачивать принятую энергию и соблюдать режим ее потребления.

ООО "Теплосеть"

Договор на поставку тепловой энергии от ТЭЦ с потребителями заключает ООО "Теплосеть".

Котельная ООО ТК «Восток»

У ООО ТК «Восток» заключен договор с ООО «Теплосеть» на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя по магистральным и внутриквартальным трубопроводам до потребителей г. Ачинска.

Согласно заключенному договору ТЭ-01-16-01 (ТС-Д-16-303/01) от 15.08.2016 между ООО ТК «Восток» и ООО «Теплосеть» на оказание услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя и покупку тепловой энергии, теплоносителя, ООО ТК «Восток» обязуется поставлять до границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности тепловую энергию, а ООО «Теплосеть» обязуется оплачивать принятую тепловую энергию.

ЗАО «Назаровское»

Котельная ЗАО "Назаровское" согласно договору №07/01-2024 от 18.01.24 с ООО «Теплосеть» обеспечивает подогрев поставленного теплоносителя на ЦТП в объеме не менее 330 м3/час согласно температурному графику.

Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»

Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 является производственной. Котельная производит выработку насыщенного пара и подогрев сетевой воды, идущих на технологические нужды и на отопление зданий и сооружений ОАО «РЖД» ст. Ачинск 2, и на теплоснабжение трех многоквартирных домов

1.1.3 Зоны действия производственных котельных

Согласно полученным данным, на территории г. Ачинск действуют три производственно-отопительных котельных: котельная ООО ТК «Восток» и котельная ЗАО «Назаровское». Часть тепловой энергии от этих котельных поставляется ООО «Теплосеть». Тепловая энергия от котельной ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД» поставляется собственными тепловыми сетями.

ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» также является производственным источником тепловой энергии.

1.1.4 Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Зоны индивидуального теплоснабжения сформированы в исторически сложившихся на территории города микрорайонах с малоэтажной застройкой.

Для горячего водоснабжения указанных потребителей используются индивидуальные источники горячего водоснабжения в виде электрических водонагревателей и печного отопления

Индивидуальное отопление осуществляется от теплоснабжающих устройств без потерь при передаче, так как нет внешних систем транспортировки тепла. Поэтому потребление тепла при теплоснабжении от индивидуальных установок можно принять равным его производству.

1.1.5 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За базовый период актуализации в части изменений функциональной структуры теплоснабжения не зафиксированы

Часть 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Базовым источником тепловой энергии в открытой системе теплоснабжения г. Ачинска является ТЭЦ АО "РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат". ТЭЦ предназначена для выработки электрической и тепловой энергии с целью покрытия электрических и тепловых нагрузок в паре и горячей воде глиноземного комбината и жилищно-коммунального сектора города Ачинска. Глиноземный комбинат потребляет на технологические нужды тепло в паре и горячей воде, а также электроэнергию на технологические нужды, жилищно-коммунальный сектор города потребляет тепло в горячей воде.

ООО «Теплосеть» является единой теплоснабжающей организацией и включает в себя 6 отопительных котельных и ЦТП.

Система теплоснабжения от ООО ТК «Восток» состоит из одной угольной котельной с локальными тепловыми сетями.

Система теплоснабжения от ОАО «РЖД» состоит из одной угольной котельной с локальными тепловыми сетями.

Установленная тепловая мощность, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки, формируется по источникам в двух группах по принадлежности:

- источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии - ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»;
- источники выработки тепловой энергии – котельные ООО «Теплосеть» (шесть котельных и ЦТП), котельная ООО ТК «Восток», котельная ЗАО «Назаровское», котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД».

1.2.1 ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинский глиноземный комбинат»

1.2.1.1 Структура основного оборудования

ТЭЦ является источником комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Тепловая схема ТЭЦ выполнена с поперечными связями в составе группы оборудования давлением 130 кгс/см².

Ввод в эксплуатацию основного оборудования ТЭЦ выполнен в две очереди:

- первая очередь - 1967-1970 гг.

- вторая очередь - 1975-1983 гг.

Технические характеристики котлов ТЭЦ ОАО "РУСАЛ Ачинский глиноземный комбинат" приведены в таблице 1. В качестве основного топлива на всех котлах используется уголь, помимо этого, имеется резервное топливо – мазут.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 1.2.1.1.1-1.2.1.1.6.

Таблица 1.2.1.1.1 - Технические характеристики энергетических котлоагрегатов ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»

№ п/п	Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
					Давление, кгс/см	Температура, °С	Основное	Резервное
1	БКЗ-320/140-ПТ-2	1	1967	320	140	565	уголь	мазут
2	БКЗ-320/140-ПТ-2	2	1968	320	140	565	уголь	мазут
3	БКЗ-320/140-ПТ-2	3	1969	320	140	565	уголь	мазут
4	БКЗ-320/140-ПТ-2	4	1970	320	140	565	уголь	мазут
5	БКЗ-320/140-ПТ-2	5	1970	320	140	565	уголь	мазут
6	БКЗ-320/140-ПТ-5	6	1975	320	140	565	уголь	мазут
7	БКЗ-320/140-ПТ-5	7	1977	320	140	565	уголь	мазут
8	БКЗ-320/140-ПТ-5	8	1983	320	140	565	уголь	мазут

Таблица 1.2.1.1.1 - Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»

№ п/п	Тип котлоагрегата	Ст. №	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Вид сжигаемого топлива		примечание
						Основное	Резервное	
1	пиковый котёл ПТВМ-50	1	Дорогобужский котельный завод	1970	50	уголь	мазут	консервация
2	пиковый котёл ПТВМ-50	2	Дорогобужский котельный завод	1966	50	уголь	мазут	консервация
3	пиковый котёл ПТВМ-50	3	Завод «Вулкан» г. Бухарест	1966	50	уголь	мазут	консервация
4	пиковый котёл ПТВМ-50	4	Завод «Вулкан» г. Бухарест	1970	50	уголь	мазут	консервация
5	пиковый котёл ПТВМ-100	5	Белгородский котельный завод	1973	100	уголь	мазут	
6	пиковый котёл ПТВМ-100	6	Белгородский котельный завод	1973	100	уголь	мазут	
7	пиковый котёл ПТВМ-100	7	Белгородский котельный завод	1977	100	уголь	мазут	консервация

Таблица 1.2.1.1.3 - Технические характеристики турбоагрегатов ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»

№ п/п	Тип турбоагрегатов	Станционный номер оборудования	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию (последнего освидетельствования)	Давление перегретого пара, кгс/см ²	Электрическая мощность (по паспортным данным), МВт
1	T-50-130	1	ТМЗ	1967	130	50
2	P-50-130	2	ЛМЗ	1969	130	50
3	P-50-130	3	ЛМЗ	1970	130	50
4	T-50-130	4	ТМЗ	1970	130	50
5	ПТ-60-130	5	ЛМЗ	1975	130	60
6	ПТ-60-130	6	ЛМЗ	1977	130	60

Таблица 1.2.1.1.4 - Состав и технические характеристики электрических генераторов ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»

№ п/п	Наименование оборудования	Завод-изготовитель	Введён в эксплуатацию	Мощность
1	Электрический генератор ТВФ-60-2 ст. №	Новосибирский турбогенераторный завод	1967 г.	60 МВт
2	Электрический генератор ТВФ-60-2 ст. №	«Сибэлектротяжмаш»	1968 г.	60 МВт
3	Электрический генератор ТВФ-60-2 ст. №	Ленинградский электро-машиностроительный завод	1969 г.	60 МВт
4	Электрический генератор ТВФ-60-2 ст. №	«Сибэлектротяжмаш»	1970 г.	60 МВт
5	Электрический генератор ТВФ-60-2 ст. №	«Сибэлектротяжмаш»	1975 г.	63 МВт
6	Электрический генератор ТВФ-60-2 ст. №	«Сибэлектротяжмаш»	1977 г.	63 МВт

Таблица 1.2.1.1.5 - Технические характеристики РОУ, установленных на ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»

№ п/п	Тип	Производительность по паспорту, т/ч	Рабочие параметры вход/выход	
			Давление, кгс/см ²	Температура, °С
1	РОУ-1	160	140/20	565/250
2	БРОУ-2	80/160/80	140/10	565/250
3	БРОУ-3	160	140/20	565/250
4	БРОУ- 4	160	140/20	565/250
5	БРОУ- 5	80/160/80	140/10	565/250
6	БРОУ- 6	160	140/20	565/250
7	ПРОУ-1	80/160/80	140/10	565/250

Таблица 1.2.1.1.6 - Технические характеристики оборудования теплофикационной системы ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»

№ п/п	Тип подогревателя	Условное обозначение	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Давление пара, кгс/см ²	Давление воды, кгс/см ²	Расход воды, т/ч	Поверхность нагрева, м ²
1	БГ-1300	СП-1 т/г-1	1	1967	0,5-2,0	6	3000	1300
2	БВ-1300	СП-2 т/г-1	1	1967	0,6-2,5	8	3000	1300
3	ПСГ 1300-3-8	СП-1 т/г-4	1	1968	0,5-2,5	8	3000	1300
4	ПСГ 1300-3-8	СП-2 т/г-4	1	1968	0,5-2,5	8	3000	1300
5	ПСВ 500-3-23	ОБ-1,2,3,(4,5*)	5	1977	3	23	1150	500
6	ПСВ 315-14-23	ПБ-1 т/г-4	4	1977	14	23	1150	315
		ПБ-2,3 т/г-5		1975	14	23	1150	315
		(ПБ-4 т/г-6*)		1975	14	23	1150	315

1.2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Таблица 1.2.1.2.1 - Установленная и располагаемая тепловая мощность ТЭЦ

Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
установленная	располагаемая	общая	теплофикационных отборов турбин
320	320	980	262

1.2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Параметры располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии определены по результатам режимной наладки котельных агрегатов и приведены в таблице ниже.

Таблица 1.2.1.3.1 Установленная, располагаемая тепловая мощность в паре и горячей воде, ограничения тепловой мощности, потребления тепловой мощности на собственные нужды

Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
турбоагрегатов	прочее	всего				
830	150	980	32	980	16,1	931,9

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

Данные по объёму тепловой энергии и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности представлены в таблице ниже

Таблица 1.2.1.4 - Объем потребления тепловой энергии и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, тепловая мощность нетто теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч		Расход тепловой энергии, Гкал/ч		Тепловая мощность	
	Теплоф. оборуд. ТЭЦ	Теплоф. установки ТЭЦ	На собственные нужды станции	На хоз.нужды станции	Теплоф.оборуд. ТЭЦ	Теплоф. установки ТЭЦ
2019	980	830	16,1	-	963,9	813,9
2020	980	830	16,1	-	963,9	813,9
2021	980	830	16,1	-	963,9	813,9
2022	980	830	16,1	-	963,9	813,9
2023	980	830	16,1	-	963,9	813,9
2024	980	830	16,1	-	963,9	813,9

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 1.2.1.5.1 - Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов ТЭЦ

Ст.№	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час,	Наработка на 01.01.2020, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
	Паровой котел							
1	БКЗ-320/140-ПТ-2	1967	40 лет	332 442	2007	361841 (или до 17.10.2025)	1	2025
2	БКЗ-320/140-ПТ-2	1968	40 лет	325 062	2008	28.06.2024	2	2024
3	БКЗ-320/140-ПТ-2	1969	40 лет	320 727	2009	11.04.2025	2	2025
4	БКЗ-320/140-ПТ-2	1970	40 лет	324 790	2010	до 03.07.2026	1	2026
5	БКЗ-320/140-ПТ-2	1970	40 лет	318 725	2010	30.07.2026	1	2026
6	БКЗ-320/140-ПТ-5	1975	40 лет	281 318	2015	318139 (или до 24.09.2025)	2	2025
7	БКЗ-320/140-ПТ-5	1977	40 лет	266 332	2017	300000 (или до 29.11.2026)	2	2026
8	БКЗ-320/140-ПТ-5	1983	40 лет	232 195	2023	17.06.2026	1	2026
	Пиковый котёл							
1	ПТВМ-50	1970	16 лет		1986	консервация		
2	ПТВМ-50	1966	16 лет		1982	консервация		
3	ПТВМ-50	1966	16 лет		1982	консервация		
4	ПТВМ-50	1970	16 лет		1986	консервация		
5	ПТВМ-100	1973	16 лет		1989	до августа 2020	3	2020
6	ПТВМ-100	1973	16 лет		1989	10.04.2023	3	2023
7	ПТВМ-100	1977	16 лет		1993	выведен из экспл. в 2011г.		

Таблица 1.2.1.5.2 - Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин ТЭЦ

Ст.№	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час,	Наработка на 01.01.2020, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	T-50-130	1967	220 тыс.часов	371649	1999	600	258	420134	3	2021
2	P-50-130	1969	220 тыс.часов	388461	1998	600	246	426949 После замены ЦДВ 220000	4	2023
3	P-50-130	1970	220 тыс.часов	391114	1998	600	201	431948	4	2024
4	T-50-130	1970	220 тыс.часов	376190	1999	600	294	429795	3	2021
5	ПТ-60-130/13	1975	220 тыс.часов	298348	2007	600	206	340700	2	2025
6	ПТ-60-130/13	1977	220 тыс.часов	306505	2009	600	190	376400	2	2022

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

Отпуск потребителям тепловой энергии в виде горячей воды для нужд отопления и горячего водоснабжения осуществляется по четырём вводам. Ввод № 1и

№ 2 - жилой сектор города Ачинска, ввод № 3 – завод фтористого алюминия (ЗФА), ввод №4 - комбинат.

На теплоснабжение города работают бойлерные установки турбины №4, группа бойлерных установок ОБ-1,2,3 и ПБ-1,2,3 и пиковые водогрейные котлы типа ПТВМ-100 ст. №№ 5,6.

Бойлерная установка ОБ-1,2,3 и ПБ-2,3 состоит из сетевых насосов (СН-5,6,7,10,11,12), основных бойлеров (ОБ-1,2,3) и пиковых бойлеров (ПБ-2,3), включаемых в работу в наиболее холодное время года.

Подогрев воды в основных бойлерах ОБ-1,2,3 производится паром, отбираемым из регулируемых отборов турбин ст.№ 5,6 с давлением 0,5-2,5 кгс/см². В холодное время подогрев сетевой воды производится паром с давлением 8-13 кгс/см² в пиковых бойлерах ст.№1,2,3. Подогрев сетевой воды в пиковом бойлере №1 осуществляется из коллектора собственных нужд 8 ата, в пиковых бойлерах №2,3 - от производственного отбора ТА-5,6. Установленные в 1994-1996г.г. бойлеры ОБ-4,5 и ПБ-4 в работу не включались, т.к. не были приняты из монтажа.

Сетевая вода от бойлеров СП-1,2 ТА-1 подается сетевыми насосами СН-1,2 в прямую магистраль на отопление комбината и ТЭЦ.

Подпиточная хим.очищенная вода после вакуумных деаэраторов типа ДСВ-800 подается в обратную магистраль теплосети на всас сетевых насосов. В качестве греющей среды в ВДУ подпитки теплосети используется прямая сетевая вода ТЭЦ.

В аварийных ситуациях для подпитки теплосети предусмотрена схема подачи сырой воды из циркуляционного водовода (арматура ВС-17 и ВС-18 в положении «Закрыто», опломбирована).

ПБ-1 работает по индивидуальному графику – в течение всего отопительного сезона нагревает воду подпитки теплосети для ВДУ второй очереди.

Для аккумулирующей способности тепловых сетей и увеличения загрузки отборов турбин в ночные часы в схему подпитки включены 4 аккумуляторных бака ёмкостью 2000 м³, высотой 11920 мм и диаметром 15180 мм. Схема теплофикационной установки ТЭЦ приведена на рисунке 3, краткая характеристика подогревателей сетевой воды представлена в таблице 6, характеристика насосов в таблице ниже.

Таблица 1.2.1.6.1 - Характеристика насосного оборудования ТФУ

Наименование оборудования	Тип, модель	Пр-сть, м ³ /ч	Напор, м.в.ст.	Схема подключения
Сетевой насос СН-1	24СД-15	2500	60	ТГ-1
Сетевой насос СН-2,3,4	СЭ-2500-60	2500	60	СН-2 – ТГ-1 СН-3,4 - ТГ-4
Сетевой насос СН-5,6,7	СЭ-1250-140	1250	123	к ТГ-5
Сетевой насос СН-10,11,12	KRNA 300/600/40л	1250	140	к ТГ-6
Подпорно-сетевой насос - ПСН-1,2,3	KRNA 400/500/40	2500	63	ПСН-1,2 - ТГ-1 ПСН-3 – ТГ-4
Подпорно-сетевой насос - ПСН-4	Д 2500х62	2500	32	ПСН-4 - ТГ-4
Конденсатный насос сетевых подогревателей КНОБ-1а,б,в	КСД-125-140			ТГ-1
Конденсатный насос сетевых подогревателей КНОБ-4а,б,в	КСД-125-140			ТГ-4
Конденсатный насос бойлеров КНОБ-1,2,3	КСД 230-115/3	230	123	ОБ-1,2,3 и ПБ-2,3
	КС-125-140	125	140	
Конденсатный насос бойлеров КНОБ-4,5,6	КСВ-125-140	125	140	ОБ-4,5 и ПБ-4

1.2.1.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха;

Источник ТЭЦ АО "РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат" имеет качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии.

Температурные графики отпуска тепловой энергии с источников тепловой энергии, представлены на рисунке ниже.

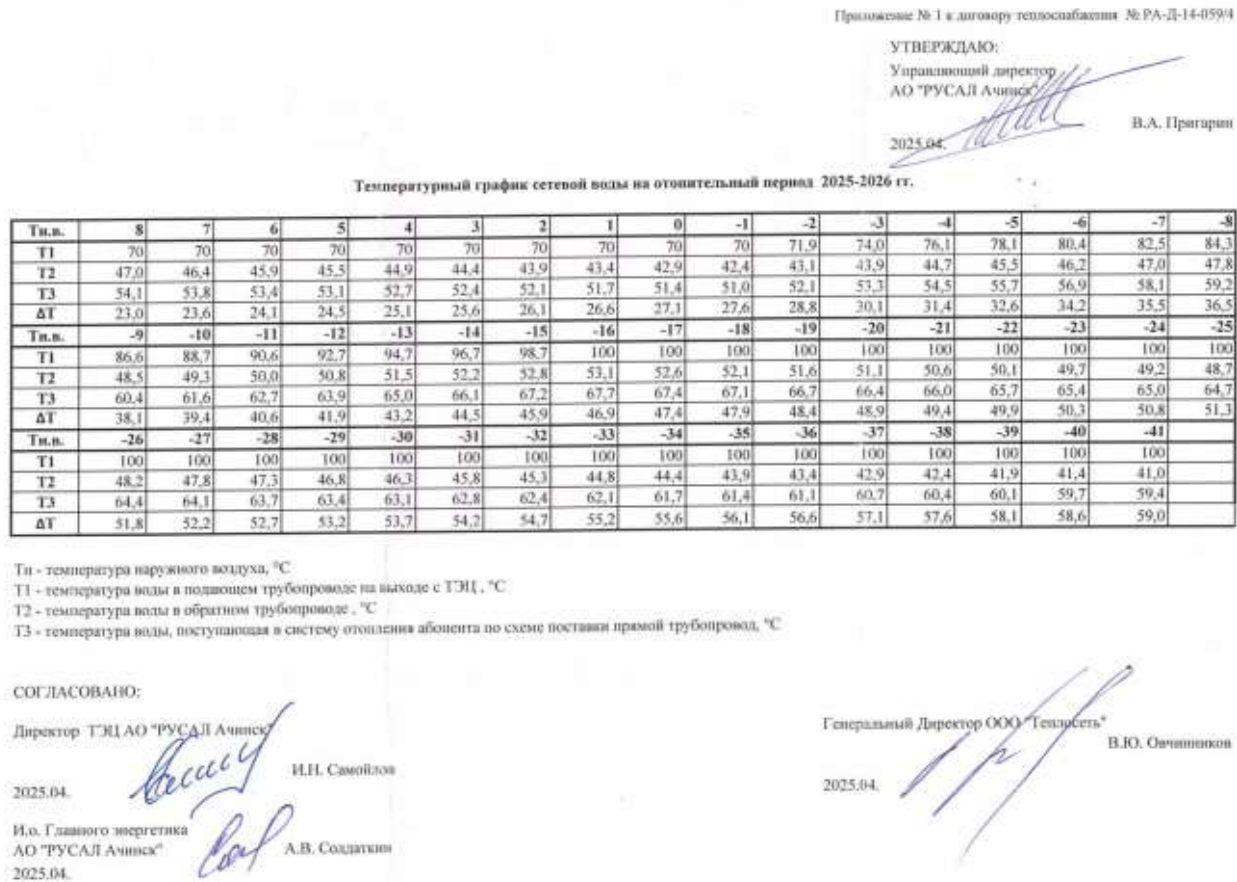


Рисунок 1.2.1.7.1 - Температурный график Ачинской ТЭЦ

1.2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования источников ТЭЦ АО "РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат" за 2024г. отсутствуют.

1.2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Таблица 1.2.1.9.1 - Приборы учета тепловой энергии потребителя ООО «Теплосеть» на магистральных тепловых сетях в точке 512 в районе ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»

Тип прибора	Заводской номер	Дата следующей поверки
Тепловычислитель ВКТ-7	150658	10.05.2027
Ультразвуковой расходомер УРЖ2КМ нитка №1 Ду800 мм	4361	29.08.2025
Ультразвуковой расходомер УРЖ2КМ нитка №2 Ду900мм	3584	13.09.2026
Преобразователи пьезоэлектрические ПЭП 3-1 нитка №1 Ду 800 мм		

Тип прибора	Заводской номер	Дата следующей поверки
подающий трубопровод	211312 - т.59 38229 - т.58 (резерв)	
обратный трубопровод	208597- т .57 38106- т. 56 (резерв)	
Преобразователи пьезоэлектрические ПЭП 3-1 нитка №2 Ду 900 мм подающий трубопровод	88211 - т.62 (резерв) 211311 – т.63	
обратный трубопровод	211319-Т .60 88222 - т.61 (резерв)	
Преобразователи давления КОРУНД-ДИ-001М нитка №1 Ду 800 мм подающий трубопровод	130562	23.04.2028
обратный трубопровод	130555	23.04.2028
Преобразователи давления КОРУНД-ДИ-001М нитка №2 Ду 900 мм подающий трубопровод	13055	23.04.2028
обратный трубопровод	130559	23.04.2028
Комплект термопреобразователей КТСП-Н 3.2.13.02.3.3 нитка №1 Ду 800 мм подающий трубопровод	23451г	10.05.2027
обратный трубопровод	23451х	
Комплект термопреобразователей КТСП-Н 3.2.13.02.3.3 нитка №2 Ду 900 мм подающий трубопровод	23452г	10.05.2027
обратный трубопровод	23452х	

1.2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений основного оборудования:

2022 – 16 и инцидентов

2023 – 20 инцидентов

2024 – 42 инцидента

1.2.1.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных ТЭЦ АО "РУСАЛ Ачинск " отсутствуют.

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

Указанные источники отсутствуют

1.2.1.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения – не зафиксированы.

1.2.2 ООО «Теплосеть»

1.2.2.1 Структура основного оборудования

Котельные ООО «Теплосеть» входят в состав базовых источников теплоснабжения города Ачинска и включают в себя 6 отопительных котельных, суммарной установленной тепловой мощностью 31,78 Гкал/ч. Помимо котельных на балансе ООО «Теплосеть» находится один центральный тепловой пункт с электродкотлами типа КЭВ4000/10-34 (5 шт.), в настоящее время ЦТП эксплуатируется в режиме насосной станции. Дополнительным источником тепловой энергии на ЦТП служит котельная ЗАО «Назаровское», где ЦТП подключено к котельной ЗАО «Назаровское» по независимой схеме. Согласно договору №07/01-2024 с ООО «Теплосеть» ЗАО «Назаровское» обеспечивает, подогрев поставленного теплоносителя в объеме не менее 330 м³/ч согласно температурного графика и поддерживает среднесуточную температуру теплоносителя на коллекторах в точке раздела границ (ЦТП) в соответствии с прилагаемым температурным графиком 130/70°С со срезкой на 110 °С отклонением не более ±3%). На ЦТП во время пиковых нагрузок при низких температурах наружного воздуха либо при частичном выходе из работы котельной ЗАО «Назаровское» вступают в работу электродкотлы. Суммарная установленная тепловая мощность электродкотлов ЦТП составляет 17,2 Гкал/ч. Суммарная установленная тепловая мощность котельных и электродкотлов ЦТП составляет 48,98 Гкал/ч.

Во время пиковых нагрузок при низких температурах наружного воздуха либо при частичном выходе из работы котельной ЗАО «Назаровское» подогрев сетевой воды, через сетевые насосы № 11 осуществляется в электродкотлах, затем сетевая вода поступает в межтрубное пространство ВВП 2-й группы, где нагревает сетевую воду, поступающую после сетевых насосов Привокзального района и нагретая вода от ВВП 2-й группы, поступает в общий подающий магистральный трубопровод Привокзального района.

Ввод электродкотлов в период пиковых нагрузок указан в таблице.

Ввод электродкотлов в период пиковых нагрузок				
№ п/п	температура наружного воздуха, °С	количество эл/котлов в работе, шт	Производительность тепловой энергии, Гкал/ч	Потребление электрической энергии, МВт/ч
1	-32	1	3,44	4,0
2	-34	2	6,88	8,0
3	-36	3	10,32	12,0
4	-38	4	13,76	16,0
5	-40	5	17,20	20,0

Перечень основного оборудования котельной, находящейся на балансе ООО «Теплосеть», представлен в таблице ниже.

Таблица 1.2.2.1.1 – Основное оборудование источников тепловой энергии ООО «Теплосеть»

№ п/п	Теплоисточник	Вид топлива (резервное)	Котлы			Установленная мощность	Располагаемая мощность
			марка(номеркотла)	в работе/в резерве/в ремонте	Год ввода в эксплуатацию/год кап. ремонта		
Единицы измерения					год	Гкал/ч	Гкал/ч
1	Котельная № 1г. Ачинск, ул. Л.Толстого, стр. 57	Уголь	№1 НР-18, водогрейный	в работе	2020	0,60	0,60
		Уголь	№2 НР-18, водогрейный	в работе	2016	0,60	0,60
		Уголь	№3 НР-18, водогрейный	в работе	2016	0,60	0,60
		Уголь	№4 НР-18, водогрейный	в работе	2019	0,34	0,34
2	Котельная №2г. Ачинск, ул. Высокогорная,стр. 11А	Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2023	0,6	0,6
		Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2021	0,6	0,6
		Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2020	0,52	0,52
3	Котельная №3г. Ачинск, ул. Октябрьская, стр. 2А	Уголь	КВр-0,93КБ, водогрейный	в работе	2019	0,6	0,6
		Уголь	КВр-0,93, водогрейный	в работе	2020	0,6	0,6
		Уголь	КВр-0,93, водогрейный	в работе	2020	0,8	0,8
4	Котельная №4г. Ачинск, ул. Дзержинского,стр. 42	Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2007	0,60	0,60
		Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2007	0,60	0,60
5	Котельная №5г. Ачинск, ул. Коминтерна, стр. 28	Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2023	0,36	0,36
		Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2023	0,36	0,36
6	Котельная №6 г. Ачинск, ул. Привокзальная,53	Уголь	ДКВр 10-10, водогрейный	в работе	2016	8,00	8,00
		Уголь	ДКВр 10-10, водогрейный	в работе	2022	8,00	8,00
		Уголь	ДКВр 10-10, водогрейный	в работе	2017	8,00	8,00
7	Электрокотельная ЦТП, г.Ачинск,шоссе Нефтяников,12	Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017	3,44	3,44
		Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017	3,44	3,44
		Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017	3,44	3,44
		Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017	3,44	3,44
		Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017	3,44	3,44

Таблица 1.2.2.1.2 – Вспомогательное оборудование источников тепловой энергии ООО «Теплосеть»

№ п/п	наименование котельной	насосное оборудование тепловой сети			
		назначение насоса	марка, модель	количество	производительность
		сетевой, подпиточный, питательный и т.д		N, п - в работе, п - в резерве	м³/ч
1	Котельная № 1 г. Ачинск, ул. Л.Толстого, стр. 57	Насос сетевой № 1	К 80-50-200		50
		Насос сетевой № 2	К 80-50-200		50
		Насос питательный №1	К 20/30		30
		Насос питательный №2	К 20/30		30
2	Котельная №2 г. Ачинск, ул. Высокогорная, стр. 11А	Насос сетевой №1	КМ80-50-200		50
		Насос сетевой №2	К 45/55		55
		Насос питательный	К 20/30		30
3	Котельная №3 г. Ачинск, ул. Октябрьская, стр. 2А	Насос сетевой № 1	К 45/55		55
		Насос сетевой № 2	К 45/55		55
		Насос питательный	К 20/30		30
4	Котельная №4 г. Ачинск, ул. Дзержинского, стр. 42	Насос сетевой №1	КМ80-50-200		50
		Насос сетевой №2	КМ80-50-200		50
5	Котельная №5 г. Ачинск, ул. Коминтерна, стр. 28	Насос сетевой №1	ТР-32-460/2		25
		Насос сетевой №2	ТР-32-460/2		25
6	Котельная №6 г. Ачинск, ул. Привокзальная, 53	Насос грязевой 4К-8-1шт	4К-8-1шт	1	100
		Насос К80/50-200-4шт	К80/50-200	4	50
		Насос сетевой 1Д315-71-4шт	1Д315-71	4	315
		Насос К100/80-160- 2 шт	К100/80-160	2	80
		Насос 1К20/30м -УЗ.1-1шт	1К20/30м -УЗ.1	1	30
7	Электрокотельная ЦТП, г.Ачинск, шоссе Нефтяников, 12	Сетевой насос	СЭ 800-100-н, 1500об/мин, эл. дв - А435Х 4УЗ, мощ- 315кВт.	1;2	762
		Подпиточные насосы	К 150-125-315-С-УХЛ4, 1450 об/мин, эл. двиг- АИРР 180М/4СХЗУЗ,	2;2	86

№ п/п	наименование котельной	насосное оборудование тепловой сети			
		назначение насоса	марка, модель	количество	производительность
		сетевой, подпиточный, питательный и т.д		N, п - в работе, п - в резерве	м³/ч
			мощн-30кВт.		
		Циркуляционные насосы отопления	К 100-65-200-УХЛ4 ,3000 об/мин, эл.дв АИР 180М2У3, мощ-30кВт	1;3	131
		Циркуляционные насосы подачи деарированной воды (для работы инжекторов)	1Д 200-190- УХЛ4,3000 об/мин, эл. двиг. -55 кВт	2;1	123,9
		Перекачивающие насосы деарации	К 150-125-315-С-УХЛ4 1500 об/мин, эл/дв- АИР 180 М4 СХ3У3-30кВт	2;1	123,9

1.2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Таблица 1.2.2.2.1 - Параметры установленной тепловой мощности котельной ООО «Теплосеть»

№ п/п	Теплоисточник	Котлы			Установленная мощность источника
		марка (номеркотла)	год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность	
			год	Гкал/ч	
1	Котельная № 1 г. Ачинск, ул. Л.Толстого, стр. 57	№1 НР-18, водогрейный	2020	0,60	2,14
		№2 НР-18, водогрейный	2016	0,60	
		№3 НР-18, водогрейный	2016	0,60	
		№4 НР-18, водогрейный	2019	0,34	
2	Котельная №2 г. Ачинск, ул. Высокогорная, стр.11А	НР-18, водогрейный	2023	0,6	1,72
		НР-18, водогрейный	2021	0,6	
		НР-18, водогрейный	2020	0,52	
3	Котельная №3 г. Ачинск, ул. Октябрьская, стр. 2А	КВр-0,93КБ, водогрейный	2019	0,6	2,00
		КВр-0,93, водогрейный	2020	0,6	
		КВр-0,93, водогрейный	2020	0,8	
4	Котельная №4 г. Ачинск, ул. Дзержинского, стр. 42	НР-18, водогрейный	2007	0,60	1,20
		НР-18, водогрейный	2007	0,60	
5	Котельная №5 г. Ачинск, ул. Коминтерна, стр. 28	НР-18, водогрейный	2023	0,36	0,72
		НР-18, водогрейный	2023	0,36	
6	Котельная №6 г. Ачинск, ул. Привокзальная, 53	ДКВр 10-10, водогрейный	2016	8,00	24,00
		ДКВр 10-10, водогрейный	2022	8,00	
		ДКВр 10-10, водогрейный	2017	8,00	
7	Электрокотельная ЦТП, г. Ачинск, шоссе Нефтяников, 12	КЭВ4000/10-34	2017	3,44	17,2
		КЭВ4000/10-34	2017	3,44	
		КЭВ4000/10-34	2017	3,44	
		КЭВ4000/10-34	2017	3,44	
		КЭВ4000/10-34	2017	3,44	

1.2.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности теплоисточников ООО «Теплосеть» представлены в таблице ниже.

Таблица 1.2.2.3.1 – Ограничения тепловой мощности теплоисточников ООО «Теплосеть»

№	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепловой мощности, Гкал/ч
1	Котельная № 1 г. Ачинск, ул. Л.Толстого, стр. 57	2,14	2,14	0,0
2	Котельная №2 г. Ачинск, ул. Высокогорная, стр. 11А	1,72	1,72	0,0
3	Котельная №3 г. Ачинск, ул. Октябрьская, стр. 2А	2	2	0,0
4	Котельная №4 г. Ачинск, ул. Дзержинского, стр. 42	1,2	1,2	0,0
5	Котельная №5 г. Ачинск, ул. Коминтерна, стр. 28	0,72	0,72	0,0
6	Котельная №6 г. Ачинск, ул. Привокзальная, 53	24	24	0,0
7	Электрокотельная ЦТП, г.Ачинск, шоссе Нефтяников, 12	17,2	17,2	0,0

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

Таблица 1.2.2.4.1 - Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии ООО «Теплосеть»

№	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч
1	Котельная № 1 г. Ачинск, ул. Л.Толстого, стр. 57	2,14	2,14	0,018	2,122
2	Котельная №2 г. Ачинск, ул. Высокогорная, стр. 11А	1,72	1,72	0,009	1,711
3	Котельная №3 г. Ачинск, ул. Октябрьская, стр. 2А	2	2	0,009	1,991
4	Котельная №4 г. Ачинск, ул. Дзержинского, стр. 42	1,2	1,2	0,004	1,196
5	Котельная №5 г. Ачинск, ул. Коминтерна, стр. 28	0,72	0,72	0,005	0,715
6	Котельная №6 г. Ачинск, ул. Привокзальная, 53	24	24	0,64	23,36

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 1.2.2.5.1 - Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования источников ООО «Теплосеть» представлены

№ п/п	Теплоисточник	Вид топлива (резервное)	Котлы		
			марка(номеркотла)	в работе/в резерве/в ремонте	Год ввода в эксплуатацию /год кап. ремонта
Единицы измерения					год
1	Котельная № 1г. Ачинск, ул. Л.Толстого, стр. 57	Уголь	№1 НР-18, водогрейный	в работе	2020
		Уголь	№2 НР-18, водогрейный	в работе	2016
		Уголь	№3 НР-18, водогрейный	в работе	2016
		Уголь	№4 НР-18, водогрейный	в работе	2019
2	Котельная №2г. Ачинск, ул. Высокогорная,стр. 11А	Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2023
		Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2021
		Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2020
3	Котельная №3г. Ачинск, ул. Октябрьская, стр. 2А	Уголь	КВр-0,93КБ, водогрейный	в работе	2019
		Уголь	КВр-0,93, водогрейный	в работе	2020
		Уголь	КВр-0,93, водогрейный	в работе	2020
4	Котельная №4г. Ачинск, ул. Дзержинского,стр. 42	Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2007
		Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2007
5	Котельная №5г. Ачинск, ул. Коминтерна, стр. 28	Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2023
		Уголь	НР-18, водогрейный	в работе	2023
6	Котельная №6 г. Ачинск, ул. Привокзальная,53	Уголь	ДКВр 10-10, водогрейный	в работе	2016
		Уголь	ДКВр 10-10, водогрейный	в работе	2022
		Уголь	ДКВр 10-10, водогрейный	в работе	2017
7	Электрокотельная ЦТП, г.Ачинск,шоссе Нефтяников,12	Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017
		Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017
		Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017
		Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017
		Эл.энергия	КЭВ4000/10-34	в работе	2017

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

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников ООО «Теплосеть» через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к тепловым пунктам потребителей.

1.2.2.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха;

Основным источником тепловой энергии города является ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат». ТЭЦ предназначена для выработки электрической и тепловой энергии с целью покрытия электрических и тепловых нагрузок в паре и горячей воде глиноземного комбината и жилищно-коммунального сектора города Ачинска. Присоединение систем ГВС потребителей, подключенных от ТЭЦ, выполнено по закрытой и открытой схемам. Присоединение систем отопления выполнено по зависимой схеме.

Присоединение систем ГВС потребителей от котельных №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6 выполнено по закрытой схеме.

От ЦТП по открытой схеме.

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется на индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) потребителей. На ИТП многоквартирных домов (МКД), подключенных от ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» в основном установлены узлы смешения. Так же имеются элеваторные узлы, на которых установлены сопла или дроссельные диафрагмы.

На ИТП МКД подключенных от ЦТП и котельной №6 ООО «Теплосеть» в основном установлены дроссельные диафрагмы.

На ИТП нежилых зданий установлены узлы смешения или дроссельные диафрагмы. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных является качественным. Изменение температуры теплоносителя осуществляется по температурному графику 95/70С.

Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» осуществляется по температурному графику 150-70 °С со срезкой на 100°С; от котельных № 1, 2, 3, 4, 5, 6 и ЦТП - по температурным графикам 95-70 °С. Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии в сеть приведены в части 3 "Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты".

1.2.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Таблица 1.2.2.8.1 – Среднегодовая загрузка оборудования

№ п/п	Теплоисточник	Марка (номер котла)	Загрузка оборудования, ч
1	Котельная № 1 г. Ачинск, ул.Л.Толстого, стр. 57	№1 НР-18, водогрейный	4032
		№2 НР-18, водогрейный	4656
		№3 НР-18, водогрейный	1848
		№4 НР-18, водогрейный	3936
2	Котельная №2 г. Ачинск, ул.Высокогорная, стр. 11А	НР-18, водогрейный	2904
		НР-18, водогрейный	3252
		НР-18, водогрейный	2880
3	Котельная №3 г. Ачинск, ул.Октябрьская, стр. 2А	КВр-0,93КБ, водогрейный	3252
		КВр-0,93, водогрейный	2904
		КВр-0,93, водогрейный	2880
4	Котельная №4 г. Ачинск, ул.Дзержинского, стр. 42	НР-18, водогрейный	5784
		НР-18, водогрейный	2160
5	Котельная №5 г. Ачинск, ул.Коминтерна, стр. 28	НР-18, водогрейный	5784
		НР-18, водогрейный	2520

6	Котельная №6 г. Ачинск, ул.Привокзальная, 53	ДКВр 10-10, водогрейный	3672
		ДКВр 10-10, водогрейный	4704
		ДКВр 10-10, водогрейный	4728
6	Электрокотельная ЦТП, г. Ачинск, шоссе Нефтяников, 12	КЭВ4000/10-34	5688
		КЭВ4000/10-34	5688
		КЭВ4000/10-34	5688
		КЭВ4000/10-34	5688
		КЭВ4000/10-34	5688

1.2.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На котельных установлены приборы учета отпуска тепла, учет производится по приборам учета тепловой энергии.

Таблица 1.2.2.9.1 - Приборы учета, установленные на котельных ООО «Теплосеть»

Тип прибора	Заводской номер	Показания приборов на момент допуска	Дата следующей поверки
Котельная №1			
Тепловычислитель СПТ941	4357	Qo-0Гкал Ти -0ч	10.08.2026
Расходомер (подача) ПРЭМ (100)	114617	V1 - 0м3 G1 - 50м3/час	10.08.2026
Расходомер (обратка) ПРЭМ (100)	116974	V2 - 0м3 G2-50м3/час	09.08.2026
Термопреобразователь КТСП-Н	981 г/х	T1- 50С T2- 45С	10.08.2026
Котельная №2			
Тепловычислитель СПТ941	23657	Qo-0Гкал Ти -0ч	22.10.2028
Расходомер(подача) ПРЭМ (150)	469606	V1 - 0м3 G1 - 25м3/час	29.09.2025
Расходомер(обратка) ПРЭМ (150)	470962	V2 - 0м3 G2 - 25м3/час	29.09.2025
Термопреобразователь КТСП-Н	3014г/х	T1- 50С T2- 45С	22.10.2028
Котельная №3			
Тепловычислитель ВКТ-7	83858	Qo-0Гкал Ти -0ч	10.08.2026
Расходомер(подача) ПРЭМ (100)	269846	V1 - 0м3 G1 - 40м3/час	10.08.2026
Расходомер (обратка) ПРЭМ (100)	267510	V2 - 0м3 G2 - 40м3/час	10.08.2026
Термопреобразователь КТСП-Н	34562г/х	T1- 50С T2- 45С	10.08.2026
Котельная №4			
отсутствуют			
Котельная №5			
Тепловычислитель СПТ941	5691	Qo-0Гкал Ти -0ч	15.09.2028
Расходомер(подача) ПРЭМ (80)	650457	V1 - 0м3 G1 - 19м3/час	14.10.2028
Расходомер (обратка) ПРЭМ (80)	105714	V2 - 0м3 G2 - 19м3/час	14.10.2028
Термопреобразователь КТСП-Н	32322г/х	T1- 50С T2- 45С	02.09.2029
Котельная №6			
Тепловычислитель ВКТ-5	6364	Qo-0Гкал Ти -0ч	06.09.2027
Расходомер (подача) US800	3524	V1 - 0м3 G1 - 450м3/час	07.09.2025
Расходомер(обратка) US800	3524	V2 - 0м3 G2 - 450м3/час	07.09.2025
Термопреобразователь КТСП-Н	2127г/х	T1- 65С T2- 45С	02.09.2025

1.2.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;

Повреждений и отказов основного оборудования на котельных, эксплуатируемых ООО «Теплосеть» не было.

1.2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ООО «Теплосеть» отсутствуют.

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

Указанные источники отсутствуют

1.2.2.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения – не зафиксированы.

1.2.3 ТК «Восток»

1.2.3.1 Структура основного оборудования

Параметры установленной тепловой мощности котельной ООО ТК «Восток» представлены в таблице ниже.

Таблица 1.2.3.1.1 - Основное оборудование котельной ООО ТК «Восток»

№	Наименование оборудования	Вид топлива	Год ввода в эксплуатацию (последнего освидетельствования)	Тепловая мощность, Гкал/ч
1	Котёл водогрейный КВ-Р-7,56-115 №2	уголь	2018	6,5
2	Котёл водогрейный КВ-Р-7,56-150 №3	уголь	2012	6,5
3	Котёл водогрейный КВ-РК-5 №4	уголь	1996	5,0
	Котёл водогрейный КВР-30-115 №5	уголь	2013	30,0

Таблица 1.2.3.1.2 - Насосное оборудование котельной ООО ТК «Восток»

№	Назначение насоса	Марка насоса	Производительность, м3/час	Мощность, кВт
1	Сетевые насос	1Д- 315 -71	315,0000	110,0000
2	Сетевые насос	1Д-800-56	800,0000	200,0000
3	Подпиточный насос	К-65-30-160С	50,0000	5,5000
4	Подпиточный насос	К100-65-200	100,0000	22,0000
5	Насос котлового контура	ЦНСГ180-128	105,0000	110,0000

1.2.3.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

№ п/п	Котлы			Установленная мощность источника, Гкал/ч
	марка (номер котла)	год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность, Гкал/ч	
1	Котёл водогрейный КВ-Р-7,56-115 №2	2018	6,5	48,0
	Котёл водогрейный КВ-Р-7,56-150 №3	2012	6,5	
	Котёл водогрейный КВ-РК-5 №4	1996	5,0	
	Котёл водогрейный КВР-30-115 №5	2013	30,0	

1.2.3.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Таблица 1.2.3.3.1 - Ограничения тепловой мощности котельной ООО ТК «Восток»

№	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепловой мощности, Гкал/ч
1	Котельная ООО ТК «Восток»	48,0	48,0	0,0

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

Таблица 1.2.3.4.1 - Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто» котельной ООО ТК «Восток»

№	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч
8	Котельная ООО ТК «Восток»	48	48	3,2	44,8

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

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной ООО ТК «Восток» представлены в таблице 1.2.3.1.1.

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

Котельная работает на отопление и горячее водоснабжение. Присоединение систем ГВС потребителей выполнено по закрытой схеме. Схема теплового оборудования представлена на рисунке 1.2.3.6.1.

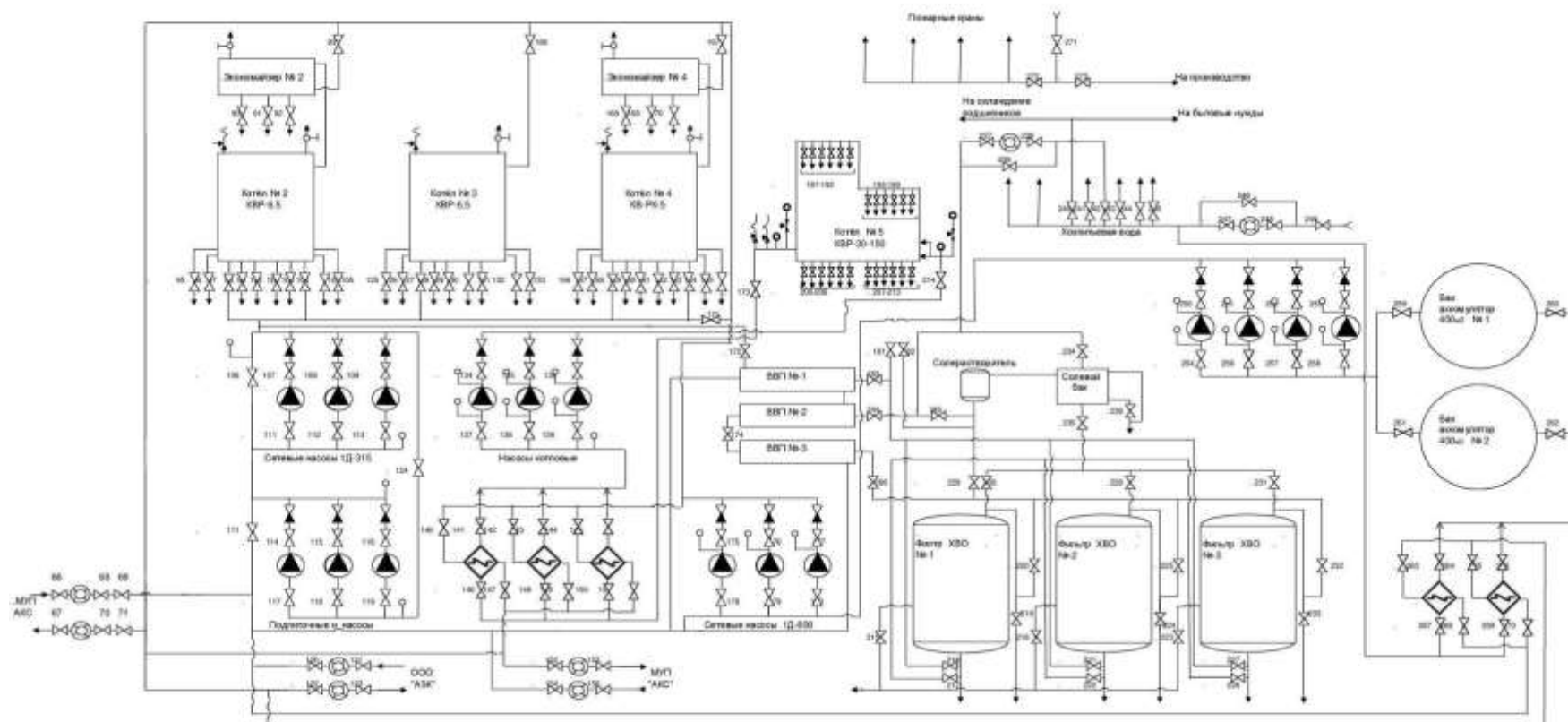


Рисунок 1.2.3.6.1 - Схема теплового оборудования котельной ООО ТК «Восток»

1.2.3.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха;

Отпуск тепловой энергии от котельной осуществляется по температурному графику 95/70 °С в зависимости от нужд потребителей.

Котельная имеет два вывода. Транспорт тепловой энергии от источника до потребителей осуществляется через двухтрубные тепловые сети по тупиковой схеме. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение потребителей осуществляется по открытой схеме.

1.2.3.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Таблица 1.2.3.8.1 - Основное оборудование котельной ООО ТК «Восток»

№	Наименование оборудования	Среднегодовая загрузка, ч
1	Котёл водогрейный КВ-Р-7,56-115 №2	1484
2	Котёл водогрейный КВ-Р-7,56-150 №3	1043
3	Котёл водогрейный КВ-РК-5 №4	2496
	Котёл водогрейный КВР-30-115 №5	0

1.2.3.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет отпуска тепла от котельной ООО ТК «Восток» в тепловые сети ООО "Теплосеть" производится по прибору учета типа ВКТ-7, установленному на границе раздела балансовой принадлежности.

Таблица 1.2.3.9.1 - Приборы учета, установленные на котельной ООО ТК «Восток»

Тип прибора	Заводской номер	Показания приборов на момент допуска	Дата следующей поверки	Помер пломбы
Тепловычислитель ВКТ-7	154600	Q- 0 Гкал ВНР- 0 ч	24.07.2028	302370
Расходомер(подача) ПРЭМ (150)	214299	G1- 107,4 V1-0	10.08.2026	301229
Расходомер (обратка) ПРЭМ (150)	295389	G2-105,8 V2-0	10.08.2026	301230
Термопреобразователь КТПТР-01	4942/4942а	T1- 69 T2-65	24.07.2027	90350523 90350522

1.2.3.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;

Статистика повреждений и отказов основного оборудования котельной ООО ТК «Восток» отсутствует.

1.2.3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ООО ТК «Восток» отсутствуют.

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

Указанные источники отсутствуют

1.2.3.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения – не зафиксированы.

1.2.4 ЗАО «Назаровское»

Котельная ЗАО «Назаровское» введена в эксплуатацию в 2015 году. Согласно договору №07/01-2024 с ООО «Теплосеть» обеспечивает подогрев поставленного теплоносителя в объеме не менее 330 м³/ч согласно температурного графика и поддерживает среднесуточную температуру теплоносителя на коллекторах в точке раздела границ (ЦТП) в соответствии с прилагаемым температурным графиком 130/70 °С со срезкой на 110 °С отклонением не более ±3%.

Схема раздела границ балансовой принадлежности ЗАО «Назаровское» и ООО «Теплосеть» представлена на рисунке ниже.

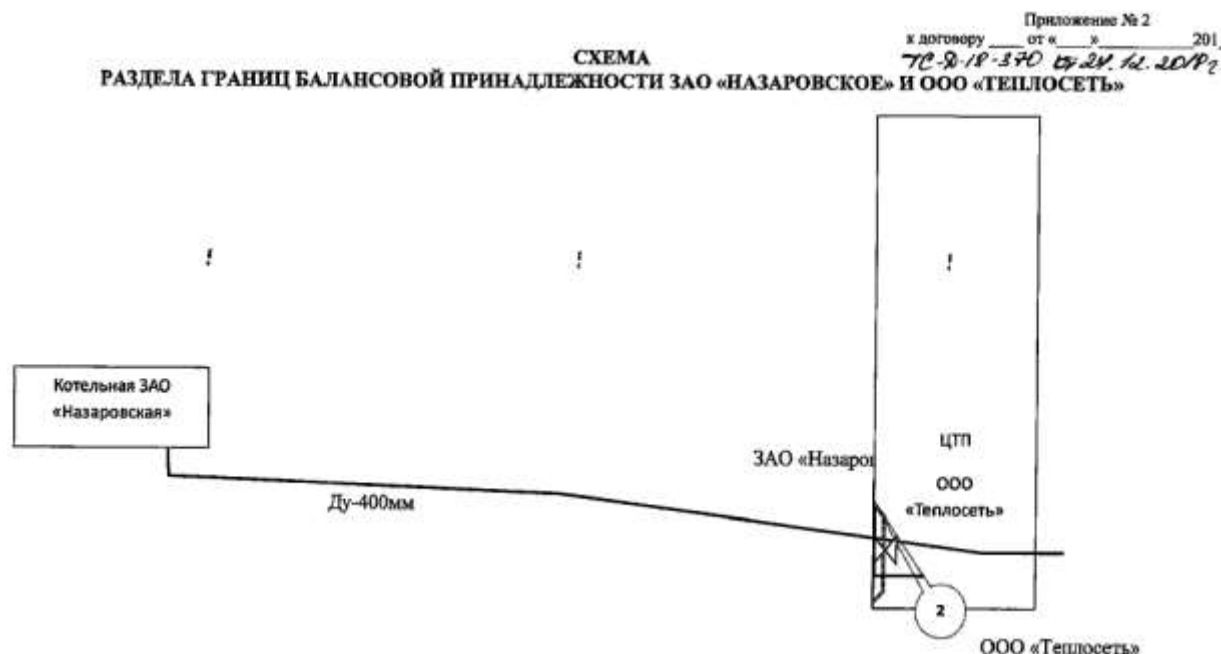


Рисунок 1.2.4 - Схема раздела границ балансовой принадлежности ЗАО «Назаровское» и ООО «Теплосеть»

1.2.4.1 Структура основного оборудования

В котельной установлено 2 водогрейных котла КВ-ТС-20-150П, суммарной установленной мощностью 46,52 МВт (40 Гкал/ч).

Данные по основному оборудованию котельной представлены в таблице ниже.

Таблица 1.2.4.1.1 - Характеристика основного оборудования котельной ЗАО «Назаровское»

Параметр	Значение
Тип и количество котлов	Котел водогрейный КВ-ТС-150П, 2 шт.
Производительность котельной, МВт (Гкал/ч)	46,52 (40)
Завод -изготовитель	ООО "Производственное объединение "Бийский завод котлов и вспомогательного оборудования"
Год ввода котельной в эксплуатацию	2015
Вид топлива	Бурый угол марки "2БР" класса 0-300 мм
Тип ХВО	Установка комплексонатной

1.2.4.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Значения суммарной установленной тепловой мощности, расхода тепловой энергии на собственные нужды, суммарная тепловая мощность нетто котельной за 2024 г. приведены в таблице ниже.

Таблица 27. Параметры тепловой мощности котельной ЗАО «Назаровское»

№	Установленная мощность, Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч
1	40,0	0,12	39,88

1.2.4.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Суммарная располагаемая тепловая мощность котельной ЗАО «Назаровское» составляет 46,52 МВт (40 Гкал/ч).

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

Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды составляет 0,12 Гкал/ч.

Тепловая мощность нетто котельной составляет 39,88 Гкал/ч.

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

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной ЗАО «Назаровское» представлены в таблице 1.2.4.1.1.

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

Схема котельной и принципиальная схема ЦТП представлены на рисунках 1.2.4.6.1 - 1.2.4.6.2.

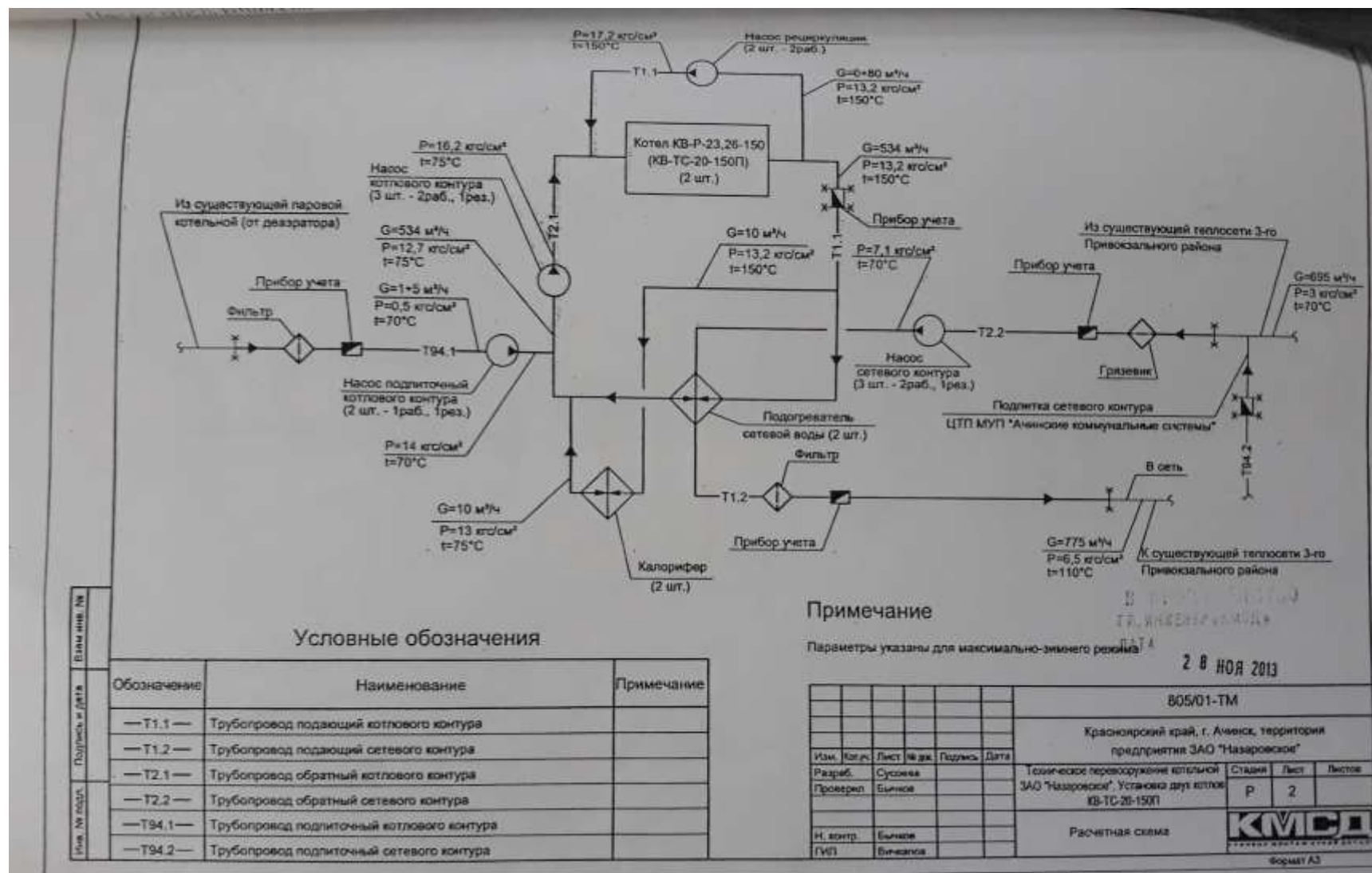


Рисунок 1.2.4.6.1 - Схема котельной ЗАО «Назаровское»

Принципиальная схема ЦТП

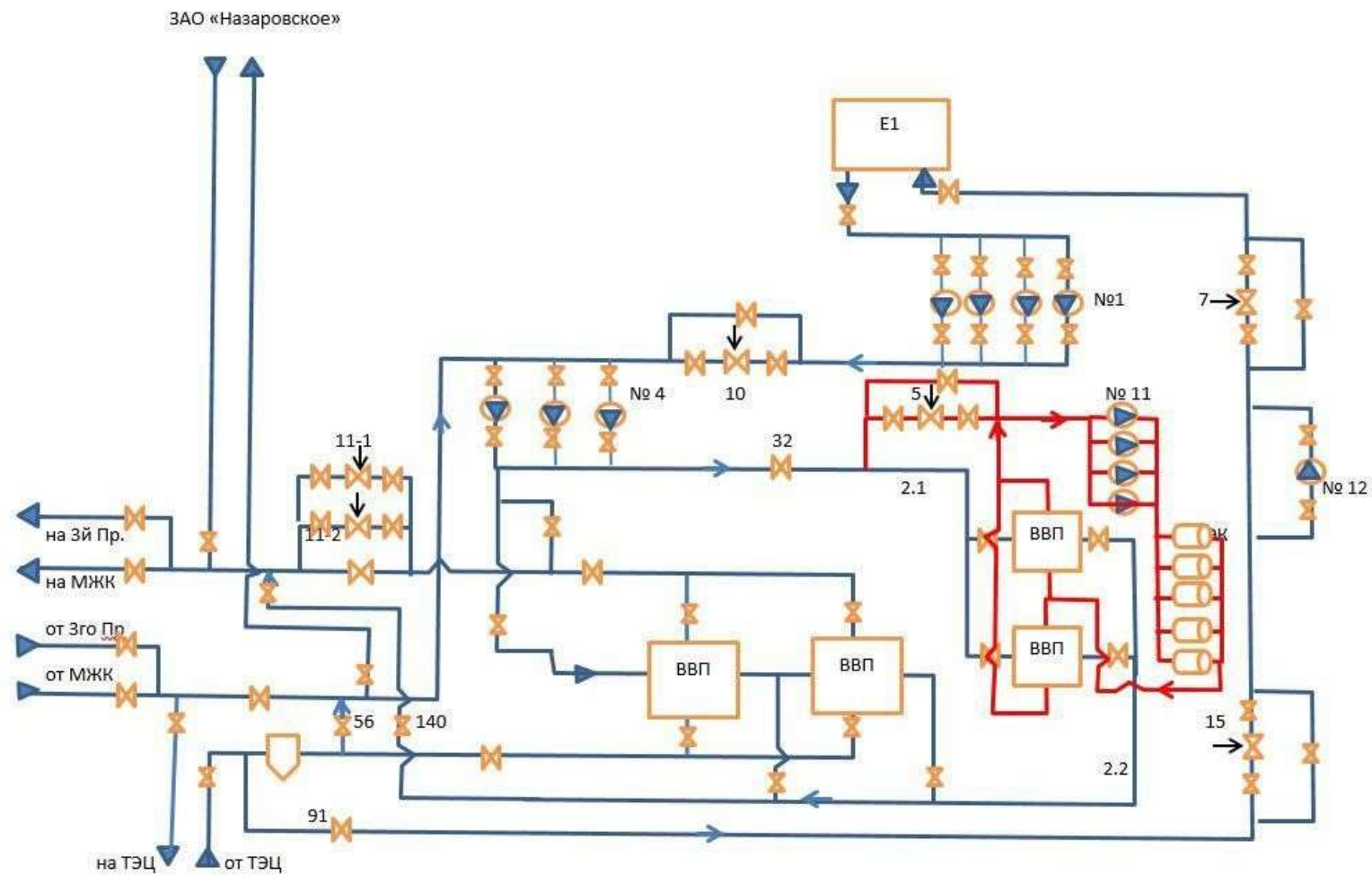


Рисунок 1.2.4.6.2 - Принципиальная схема работы ЦТП с подогревом теплоносителя на котельной ЗАО «Назаровское»

1.2.4.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха;

Система теплоснабжения котельной – двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный.

Схема подключения потребителей - с непосредственным присоединением СО. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии – качественный, температурный график работы тепловой сети 130/70 °С со срезкой на 110 °С.

1.2.4.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования котельной ЗАО «Назаровское» представлены в таблице ниже.

Таблица 1.2.4.8.1- Основное оборудование котельной ЗАО «Назаровское»

№	Наименование оборудования	Среднегодовая загрузка, ч
1	Котел № 1	3240
2	Котел № 2	2568

1.2.4.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Таблица 1.2.4.9.1 - Приборы учета тепловой энергии

Тип прибора	Заводской номер	Показания на момент допуска	Дата следующей поверки	Номер пломбы
Тепловычислитель ВЗЛЕТ ТСР-М	1400069	W1=92980 Гкал W2=169389 Гкал W3 = 74400 Гкал	04.09.2026	0,11432
Преобразователь расхода ВЗлет МР	1401657	V1=972674 м3 V2 = 941104 м3	04.09.2026	11 433 011 430
Термопреобразователь ВЗЛЕТ ТПС	1402652/1416677	T1 = 70,5 °С T2 = 55,7 °С	03.09.2026	A079396 A079397

1.2.4.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;

Статистика повреждений и отказов по каждому котлу котельной ЗАО "Назаровское" отсутствует.

1.2.4.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ЗАО «Назаровское» отсутствуют.

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

Указанные источники отсутствуют

1.2.4.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения – не зафиксированы.

1.2.5 ОАО «РЖД»

1.2.5.1 Структура основного оборудования

Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 введена в эксплуатацию в 1976 году.

Суммарная установленная тепловая мощность котельной составляет 9,8 Гкал/ч.

Перечень основного оборудования котельной, находящейся на балансе ОАО «РЖД», представлен в таблице ниже.

Таблица 1.2.5.1.1 - Основное оборудование котельной ОАО «РЖД»

№	Тип котлов	Вид топлива	Завод-изготовитель котлов	Станционный номер оборудования	Год ввода в эксплуатацию (последнего освидетельствования)	Установленная мощность, Гкал/ч
1	КЕ-6,5-14 (паровой)	уголь	ПО «Бийскэнерго-маш»	ст. №1	1996 (2021)	3,8
2	КЕ-10-14 (водогрейный)	уголь		ст. №2	1998 (2021)	6,0

Таблица 1.2.5.1.2 - Насосное оборудование котельной ООО ТК «РЖД»

№	Назначение насоса	Марка насоса	Производительность, м3/час	Мощность, кВт
1	исходной воды	K20/30	20	3
2	исходной воды	K20/30	20	3
3	солевой	КМ 80-65-140-Е	80	5
4	подпиточный	3КМ6	20	5
5	подпиточный	4КМ8	20	5
6	подпиточный	K 80-65-160	80	5
7	сетевой	Wilo BL 65/220-30/2	160	30
8	сетевой	Wilo BL 65/220-30/2	160	30
9	сетевой	Wilo BL 65/220-30/2	160	30

1.2.5.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Таблица 1.2.5.2.1 – Параметры установленной мощности котельной ОАО «РЖД»

№	Тип котлов	Год ввода в эксплуатацию (последнего освидетельствования)	Установленная мощность, Гкал/ч	Установленная мощность источника, Гкал/ч
1	КЕ-6,5-14 (паровой)	1996 (2021)	3,8	9,8
2	КЕ-10-14 (водогрейный)	1998 (2021)	6	

1.2.5.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности котельной ОАО «РЖД» отсутствуют. Суммарная располагаемая тепловая мощность составляет 9,8 Гкал/ч.

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

Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто» котельной ОАО «РЖД», представлены в таблице ниже.

Таблица 1.2.5.4.1 - Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто» котельной ОАО «РЖД»

Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч
9,8	9,8	0,039	9,76

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

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной ОАО «РЖД» представлены в таблице 1.2.5.1.1.

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

Котельная работает на отопление, горячее водоснабжение и технологические нужды. Присоединение систем ГВС потребителей по адресам: ул. Чайковского, 3, ул. Коминтерна, 61, ул. Коминтерна, 63, выполнено по закрытой схеме.

1.2.5.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха;

Отпуск тепловой энергии от котельной осуществляется по температурному графику 95/70 °С.

1.2.5.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Таблица 1.2.5.8.1 – Среднегодовая загрузка оборудования

№ п/п	Марка котла	Загрузка оборудования
1	КЕ-6,5-14 (паровой)	8424
2	КЕ-10-14 (водогрейный)	5616

1.2.5.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Отпуск тепловой энергии от котельной ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД» осуществляется по прибору учета.

1.2.5.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Повреждений и отказов основного оборудования котельной ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД» не было.

1.2.5.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ОАО «РЖД» отсутствуют.

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

Указанные источники отсутствуют

1.2.5.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения – не зафиксированы.

Часть 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ

1.3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, отмагистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

1.3.1.1 ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинский глиноземный комбинат»

Теплоснабжение г. Ачинска исторически осуществляется от различных источников. Основным источником тепловой энергии является Ачинская ТЭЦ. Теплоснабжение от ТЭЦ осуществляется через магистральные и внутриквартальные тепловые сети на правобережной территории г. Ачинска. Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ осуществляется в горячей воде 22% от общего отпуска (из них 18% на город) и паре 78% промышленным потребителям.

Принципиальная схема магистральных тепловых сетей от Ачинской ТЭЦ представлена на рисунке ниже.

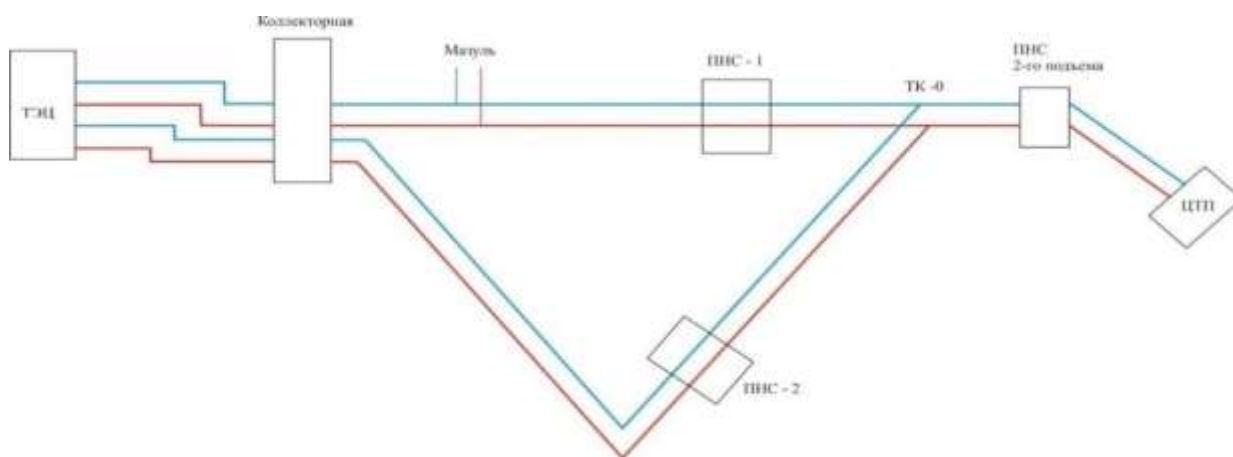


Рисунок 1.3.1.1.1- Принципиальная схема магистральных тепловых сетей от Ачинской ТЭЦ.

В состав ОАО "РУСАЛ Ачинский глиноземный комбинат" входят источник тепловой энергии – Ачинская ТЭЦ и отходящие от нее магистральные тепловые сети – 1-я нитка, 2-я нитка - до границы раздела балансовой принадлежности (т. 512) с ООО "Теплосеть" г. Ачинска.

ООО "Теплосеть" эксплуатирует около 149,178 км (в двухтрубном исчислении) тепловых сетей от ТЭЦ, семь насосных станций, ЦТП.

Тепловые сети от ТЭЦ двухтрубные, присоединение потребителей выполнено по зависимой схеме (до ЦТП), при этом горячее водоснабжение выполнено по закрытой и открытой схемам. Для устойчивого гидравлического режима установлены перекачивающие насосные станции. Ниже представлены принципиальные схемы работы ПНС и ЦТП.

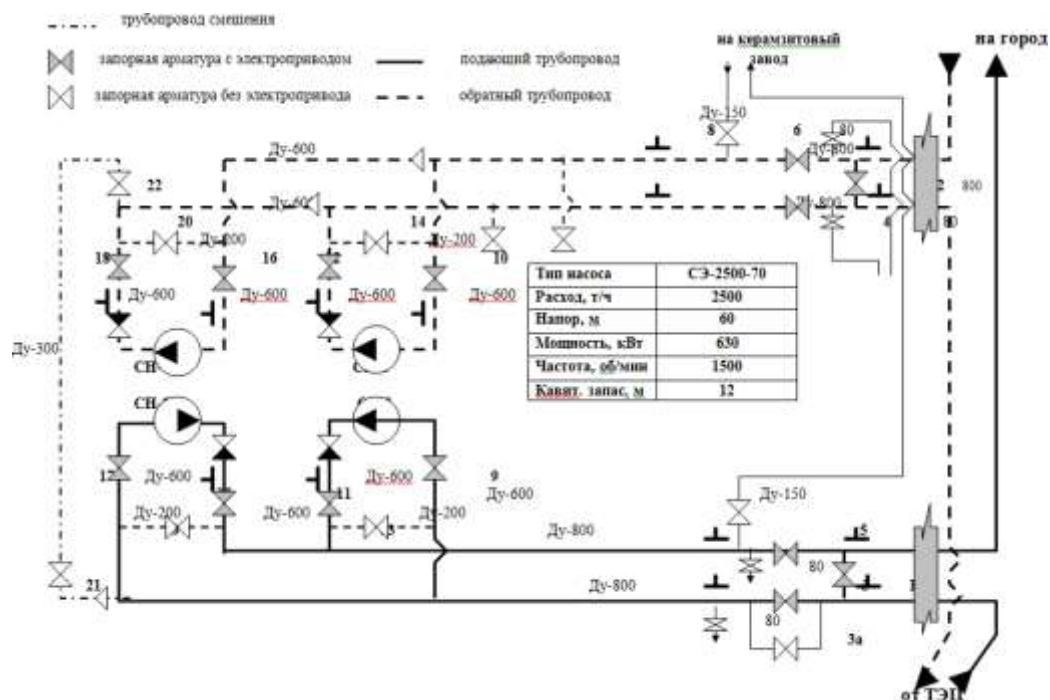


Рисунок 1.3.1.1.2 - Принципиальная схема работы ПНС 1.

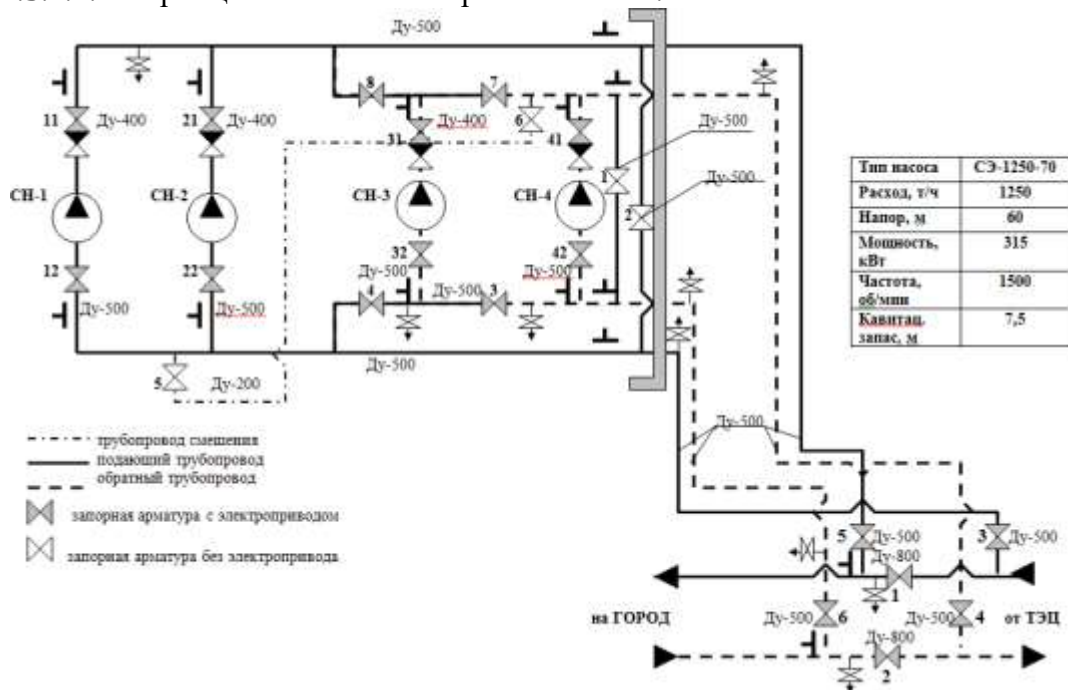
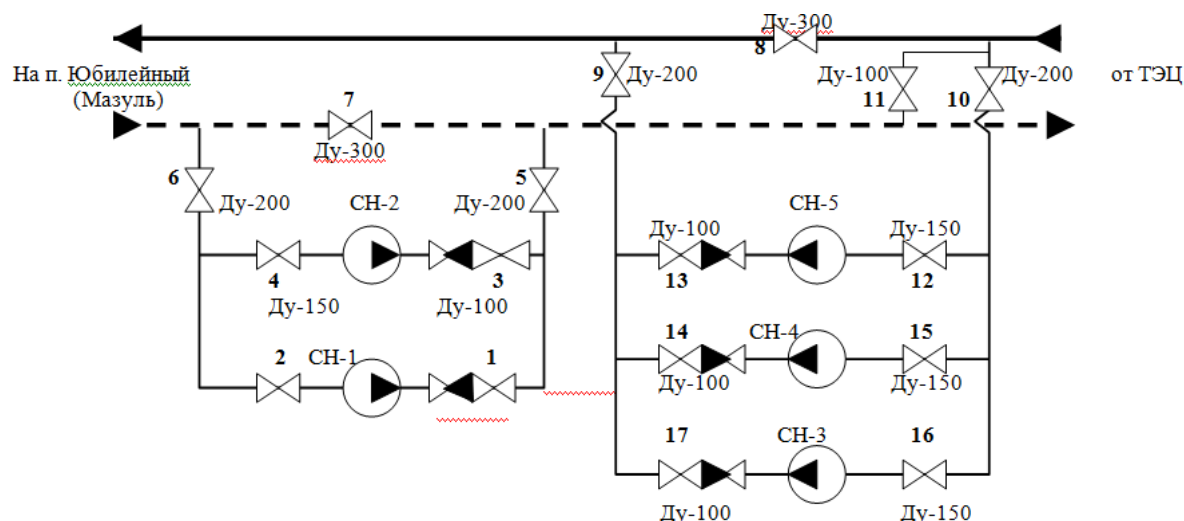


Рисунок 1.3.1.1.3- Принципиальная схема работы ПНС 2



№ п/п	Тип насоса	Обозначение	N, кВт	п, об/мин	Расход, т/ч	Напор, м
1						
ППНС п. Юбилейный, подающий трубопровод						
1	K100-65-250A	CH-3	37	2940	90	67
2	K100-65-250A	CH-4	37	2940	90	67
3	K100-65-250A	CH-5	37	2940	90	67
ППНС п. Юбилейный, обратный трубопровод						
4	K100-65-200a	CH-1	18,5	2900	90	40
5	K100-65-200a	CH-2	18,5	2900	90	40

Рисунок 1.3.1.1.4 -. Принципиальная схема работы ПНС пос. Юбилейный

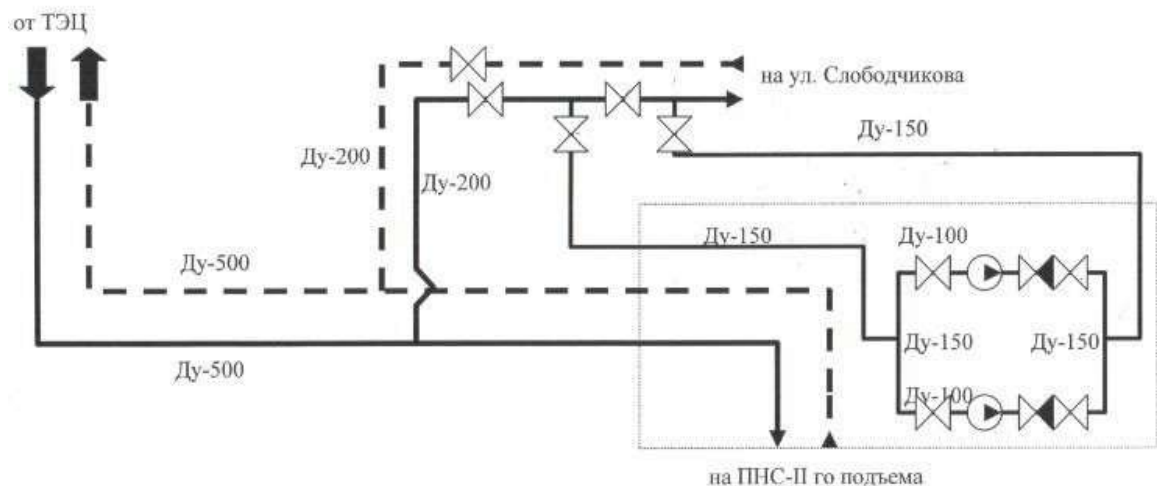


Рисунок 1.3.1.1.5 - Принципиальная схема работы ПНС ул. Слободчикова

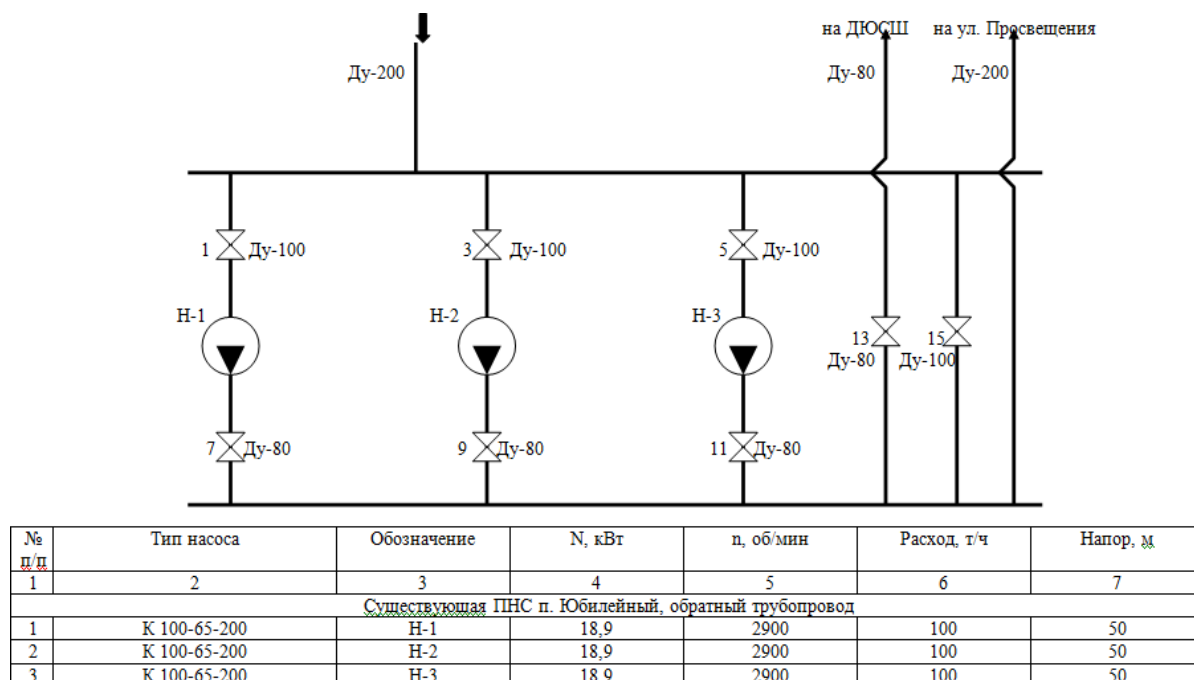


Рисунок 1.3.1.1.6 - Принципиальная схема работы ПНС 3.

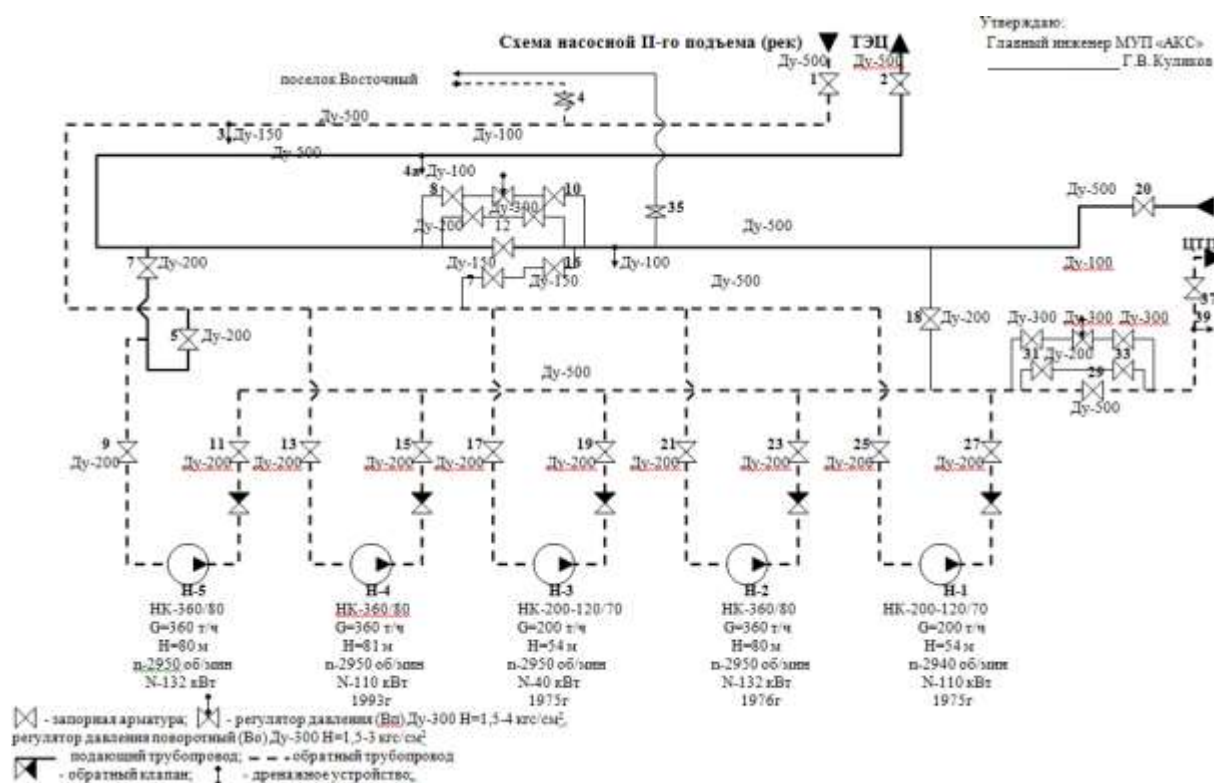


Рисунок 1.3.1.1.7 - Принципиальная схема работы ПНС-II подъема

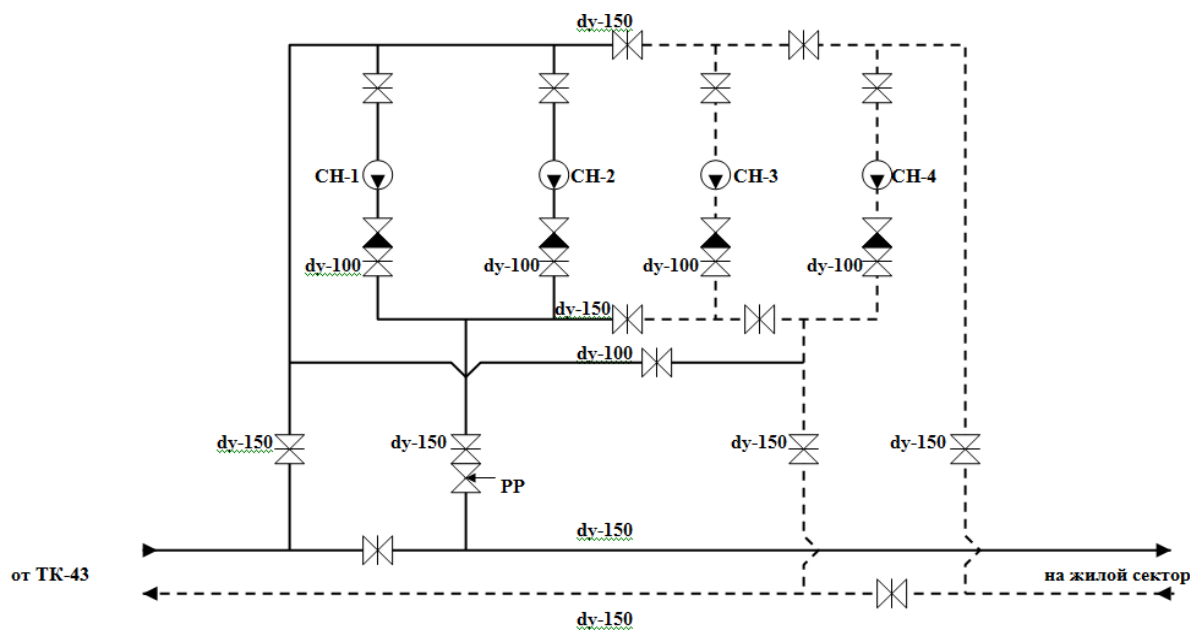


Рисунок 1.3.1.1.8 - Принципиальная схема работы ПНС х/б №17

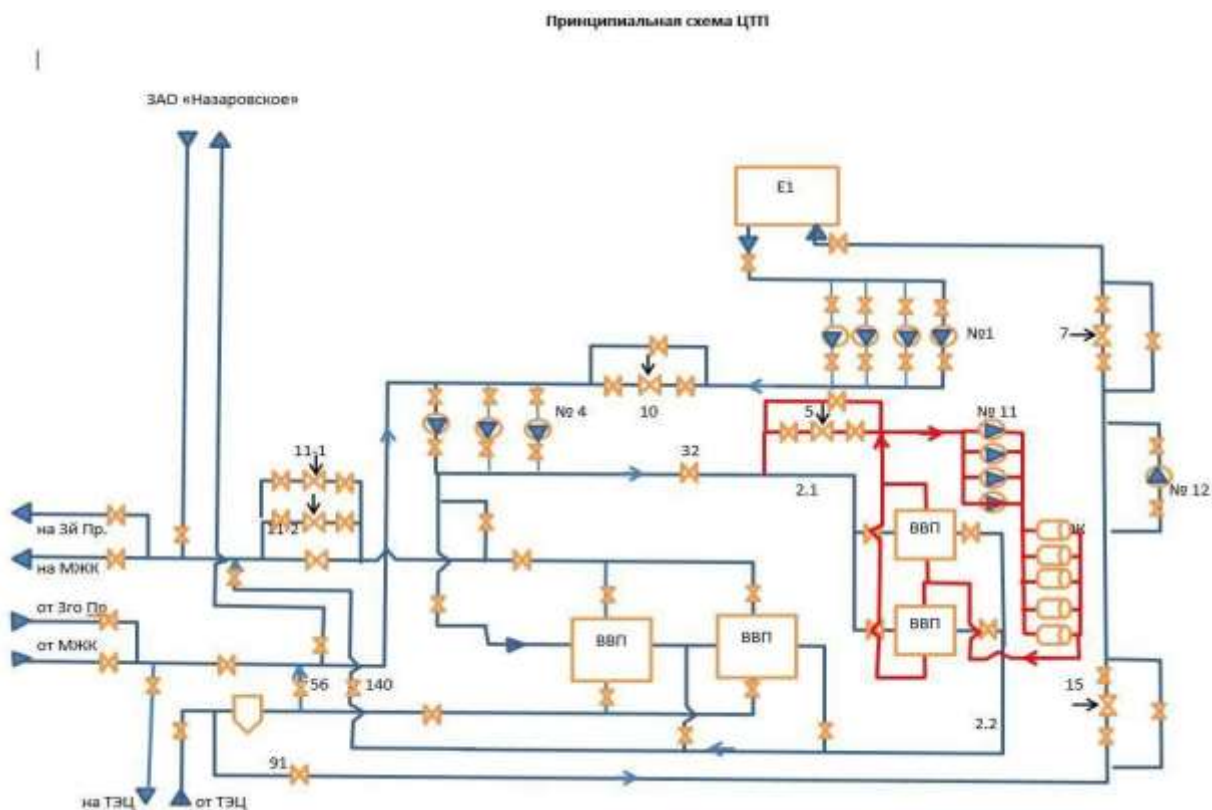


Рисунок 1.3.1.1.9- Принципиальная схема работы ЦТП

Присоединение потребителей к тепловым сетям после ЦТП выполнено по зависимой схеме. Сетевая вода поступает от ТЭЦ через ПНС II-го подъема на ЦТП, где минуя теплообменники, смешивается с контуром сетевой воды от Привокзального района, затем через группу сетевых насосов № 4 поступает в подающий коллектор, где смешивается с нагретой сетевой водой от котельной ЗАО "Назаровское" и поступает в магистральные трубопроводы Привокзального района. Подпитка производится сетевой водой с подающего трубопровода ТЭЦ, где поступает в бак аккумулятор, далее через

группу подпиточных насосов № I на сетевых насосов № 4.

Во время пиковых нагрузок при низких температурах наружного воздуха либо при частичном выходе из работы котельной ЗАО «Назаровское» подогрев сетевой воды, через сетевые насосы № 11 осуществляется в электрокотлах, затем сетевая вода поступает в межтрубное пространство ВВП 2-й группы, где нагревает сетевую воду, поступающую после сетевых насосов Привокзального района и нагретая вода от ВВП 2-й группы, поступает в общий подающий магистральный трубопровод Привокзального района.

1.3.1.2 Котельные ООО «Теплосеть»

ООО «Теплосеть» является энергоснабжающей организацией от котельных до потребителя. Основными потребителями тепловой энергии являются жилые, административные и культурно-бытовые объекты.

ООО «Теплосеть» эксплуатирует 6 котельных (все котельные работают на угле) и около 10,34 км (в двухтрубном исчислении) тепловых сетей.

Теплоснабжение от Котельной № 1

Котельная имеет один вывод. Тепловая сеть выполнена по тупиковой схеме. Тепловые сети 2-х трубные. Тепловая изоляция выполнена из плиты минераловатные полужесткие марки 125. Вид прокладки тепловой сети осуществлено подземным, канальным способами. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение потребителей осуществляется по закрытой схеме. ЦТП и ПНС на тепловой сети отсутствуют.

Теплоснабжение от Котельной № 2

Котельная имеет один вывод. Тепловая сеть выполнена по тупиковой схеме. Тепловые сети 2-х трубные. Тепловая изоляция выполнена из плиты минераловатные полужесткие марки 100. Вид прокладки тепловой сети осуществлено подземным, канальным способами. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение потребителей осуществляется по закрытой схеме. ЦТП и ПНС на тепловой сети отсутствуют.

Теплоснабжение от Котельной № 3

Котельная имеет один вывод. Транспорт тепловой энергии от источника до потребителей осуществляется через двухтрубные тепловые сети по тупиковой схеме. Тепловая изоляция выполнена из плиты минераловатные полужесткие марки 125. Вид прокладки тепловой сети осуществлено подземным, канальным и надземным способами. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение потребителей осуществляется по закрытой схеме. ЦТП и ПНС на тепловой сети отсутствуют.

Теплоснабжение от Котельной № 4

Котельная имеет один вывод. Транспорт тепловой энергии от источника до потребителей осуществляется через двухтрубные тепловые сети по тупиковой схеме. Тепловая изоляция выполнена из плиты минераловатные полужесткие марки 125. Вид прокладки тепловой сети осуществлено подземным, канальным и бесканальным способами. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение потребителей осуществляется по закрытой схеме. ЦТП и ПНС на тепловой сети отсутствуют.

Теплоснабжение от Котельной № 5

Котельная имеет один вывод. Тепловая сеть выполнена по тупиковой схеме. На балансе теплоисточника находятся два потребителя жилого назначения. Тепловые сети от источника до потребителей 4-х трубные с отдельными трубопроводами на горячее водоснабжение. Тепловая изоляция выполнена из плиты минераловатные полужесткие марки 125. Вид прокладки тепловой сети осуществлено подземным, канальным способами. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение потребителей осуществляется по закрытой схеме. ЦТП и ПНС на тепловой сети отсутствуют.

Теплоснабжение от Котельной № 6

Котельная имеет один вывод. Транспорт тепловой энергии от источника до потребителей осуществляется через двухтрубные тепловые сети по тупиковой схеме. Тепловая изоляция выполнена из плиты минераловатные полужесткие марки 125. Вид прокладки тепловой сети осуществлено подземным, канальным и надземным способами. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение потребителей осуществляется по закрытой схеме. ЦТП и ПНС на тепловой сети отсутствуют.

1.3.1.3 Котельная ООО ТК «Восток»

На балансе ТК «Восток» находятся источник тепловой энергии – котельная, магистральные и квартальные трубопроводы от второго вывода (новый вывод), а тепловые сети от первого вывода котельной (старый вывод) находятся в эксплуатационной ответственности ООО "Теплосеть" г. Ачинска согласно дог. №20/09 от 01.01.2009г.

Котельная имеет два вывода. Транспорт тепловой энергии от источника до потребителей осуществляется через двухтрубные тепловые сети по тупиковой схеме. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение потребителей ООО «Теплосеть» осуществляется по открытой схеме, а потребителей ТК «Восток» 30 % по открытой и 70 % по закрытой схеме. ЦТП и ПНС на тепловой сети отсутствуют.

1.3.1.4 Котельная ЗАО «Назаровское»

Котельная имеет один вывод. Транспорт тепловой энергии от источника до ЦТП осуществляется через двухтрубные тепловые сети. Тепловая изоляция выполнена из плиты минераловатные полужесткие марки 100. Вид прокладки тепловой сети осуществлено подземным, канальным способами.

Присоединение потребителей к тепловым сетям после ЦТП выполнено по зависимой схеме. Сетевая вода поступает в подающий коллектор, где смешивается с нагретой сетевой водой от ТЭЦ и поступает в магистральные трубопроводы Привокзального района.

1.3.1.4 Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»

Котельная имеет один вывод. Транспорт тепловой энергии от источника до потребителей осуществляется через двухтрубные тепловые сети по тупиковой схеме. Вид

прокладки тепловой сети осуществлено наземным способом. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме.

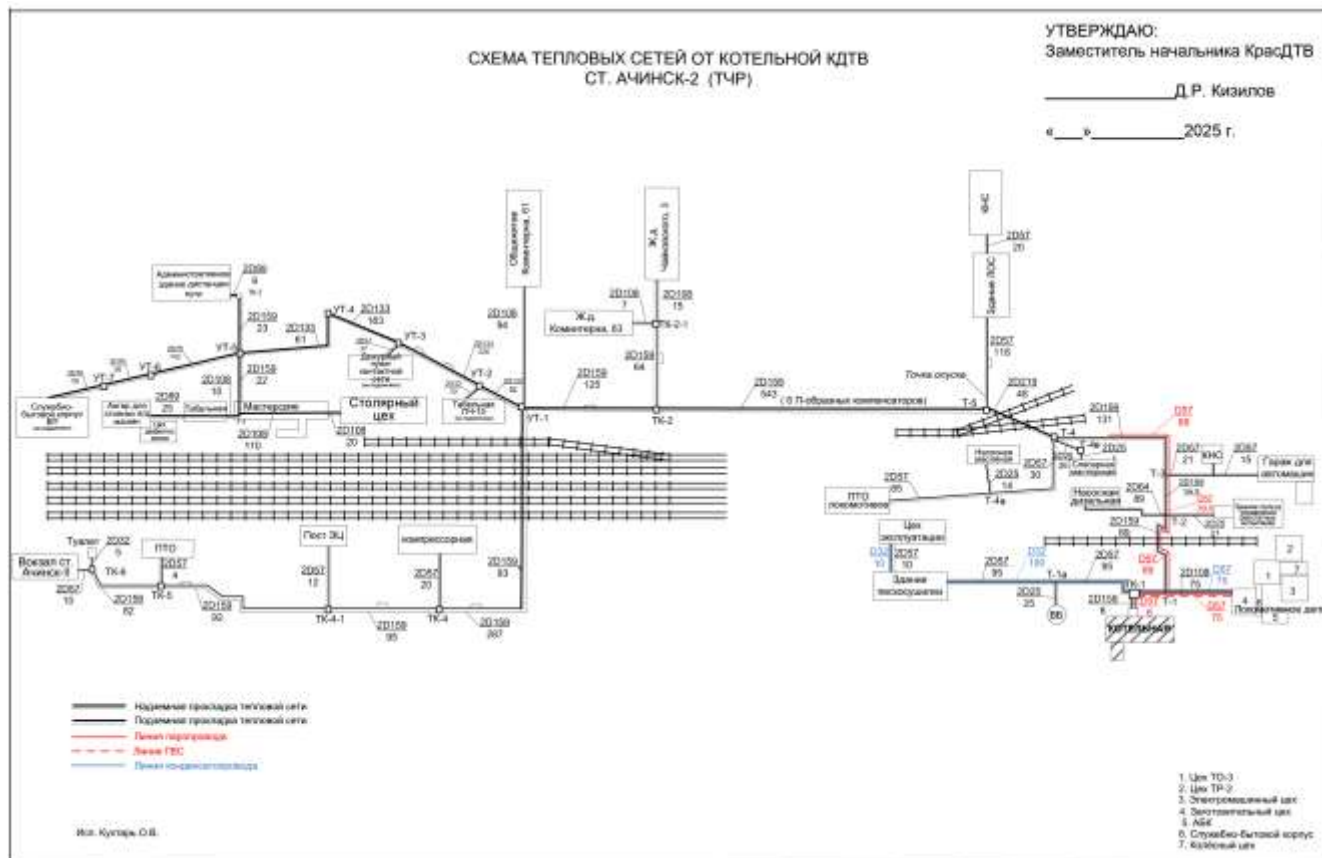


Рисунок 1.3.1.4.1- Принципиальная схема тепловых сетей от Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД».

1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

В состав ОАО "РУСАЛ Ачинский Глиноземный комбинат" входят источник тепловой энергии – Ачинская ТЭЦ и отходящие от нее магистральные тепловые сети - 1-я нитка, 2-я нитка - до границы раздела балансовой принадлежности (т. 512) с ООО "Теплосеть" г. Ачинска.

ООО "Теплосеть" эксплуатирует около 149,178 км (в двухтрубном исчислении) тепловых сетей от ТЭЦ семь насосных станций, ЦТП.

На рисунках ниже представлены схемы тепловых сетей от источников.

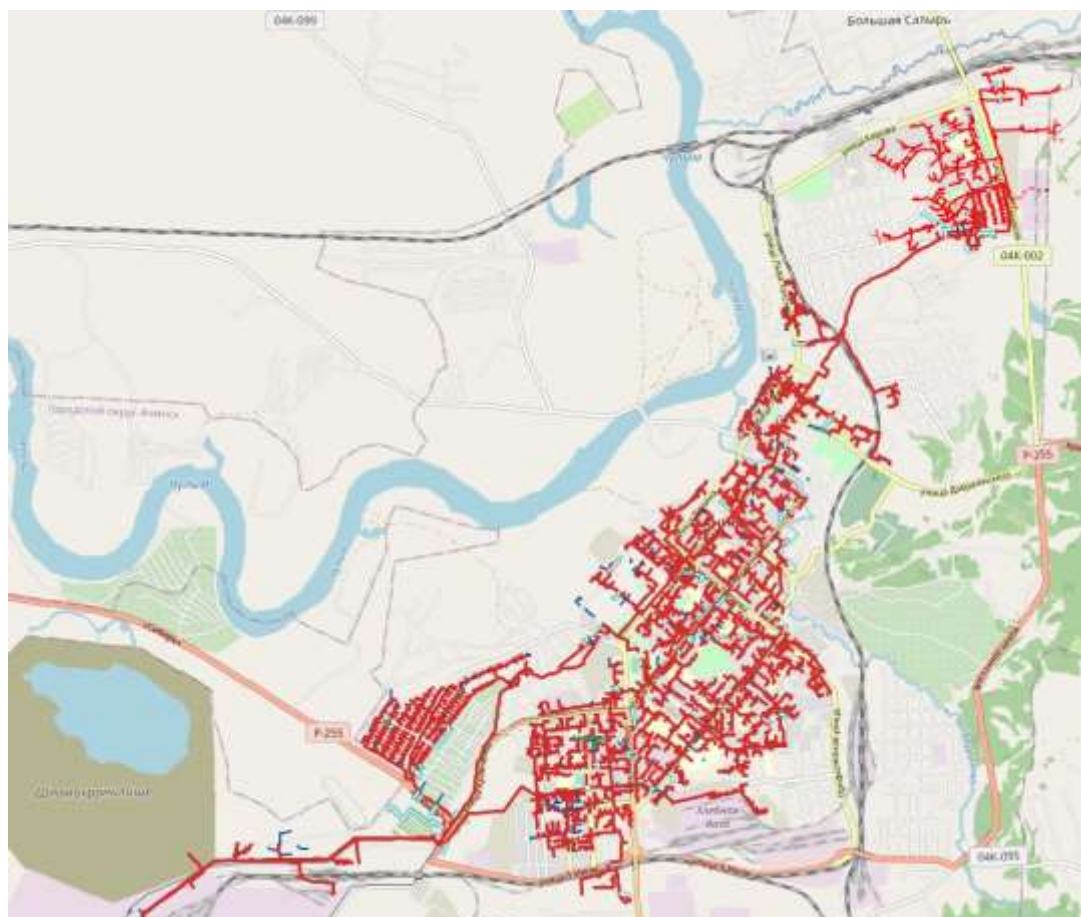


Рисунок 1.3.2.1 - Схема тепловых сетей от ТЭЦ «РУСАЛ Ачинск» и ЦТП



Рисунок 1.3.2.2 - Схема тепловой сети котельной №1

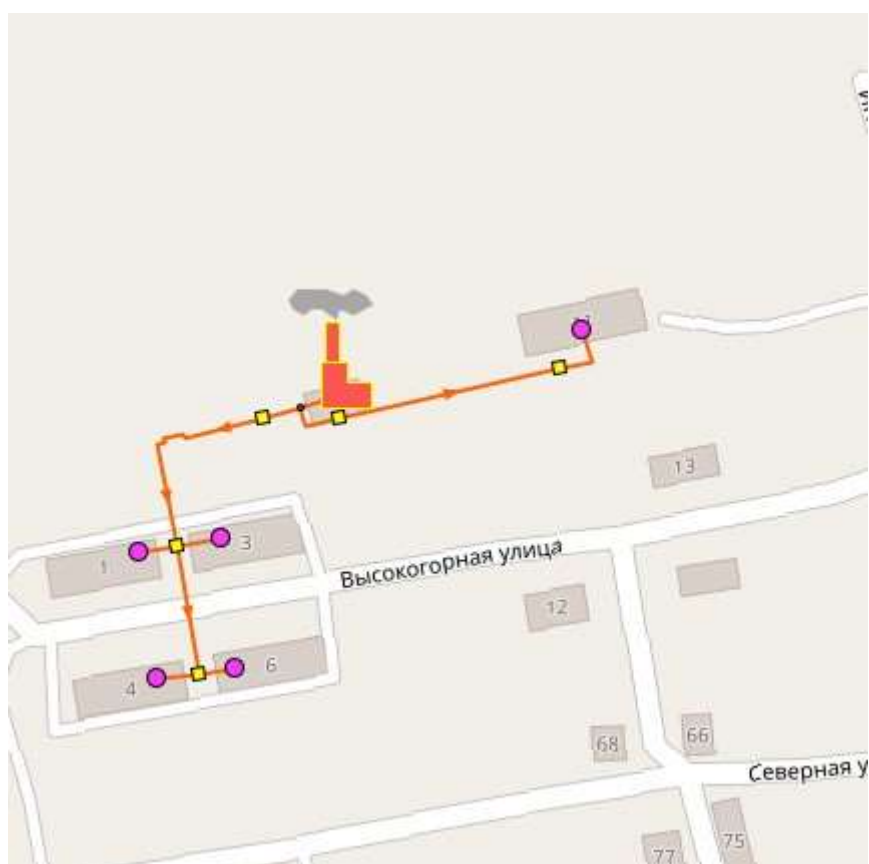


Рисунок 1.3.2.3 - Схема тепловой сети котельной №2



Рисунок 1.3.2.4 - Схема тепловой сети котельной №3

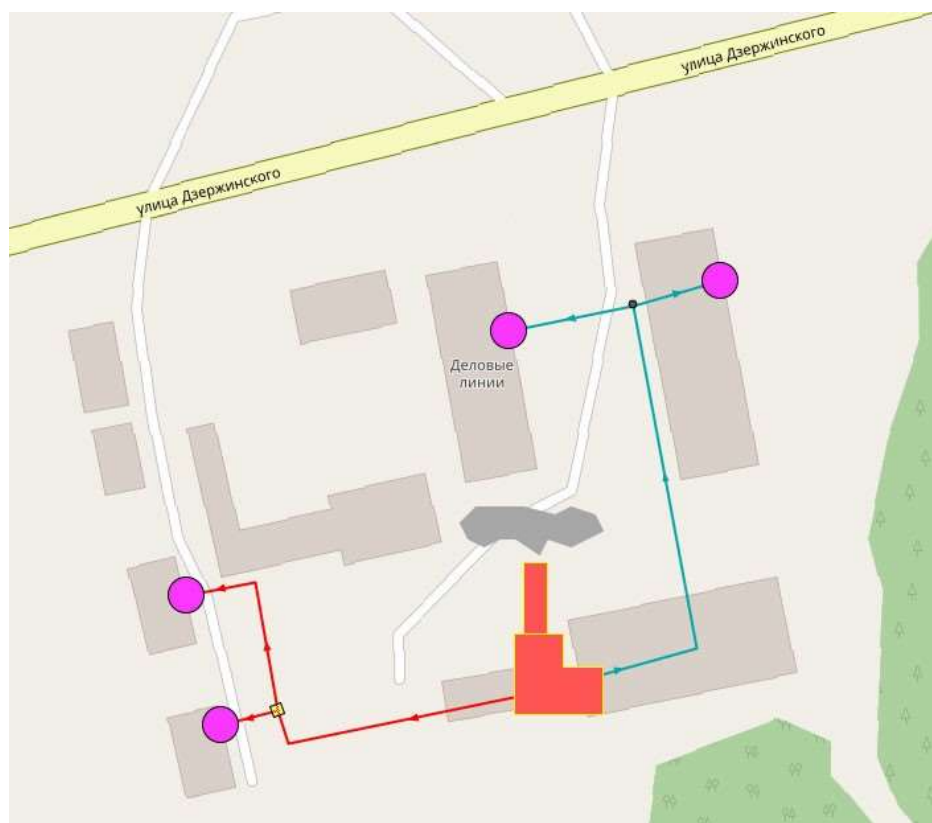


Рисунок 1.3.2.5 - Схема тепловой сети котельной №4

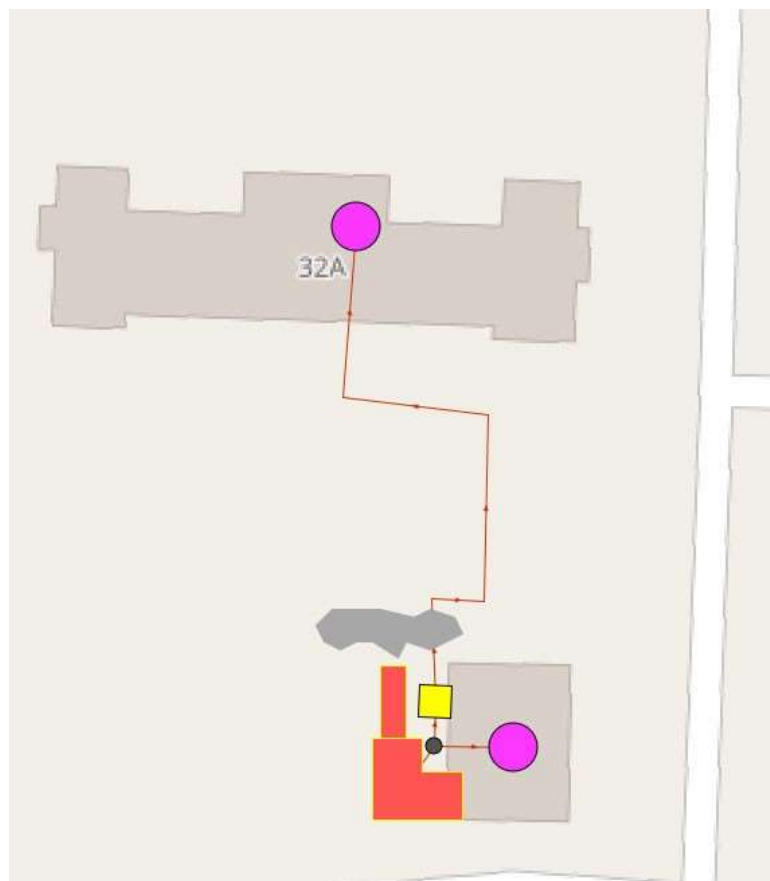


Рисунок 1.3.2.6 - Схема тепловой сети котельной №5

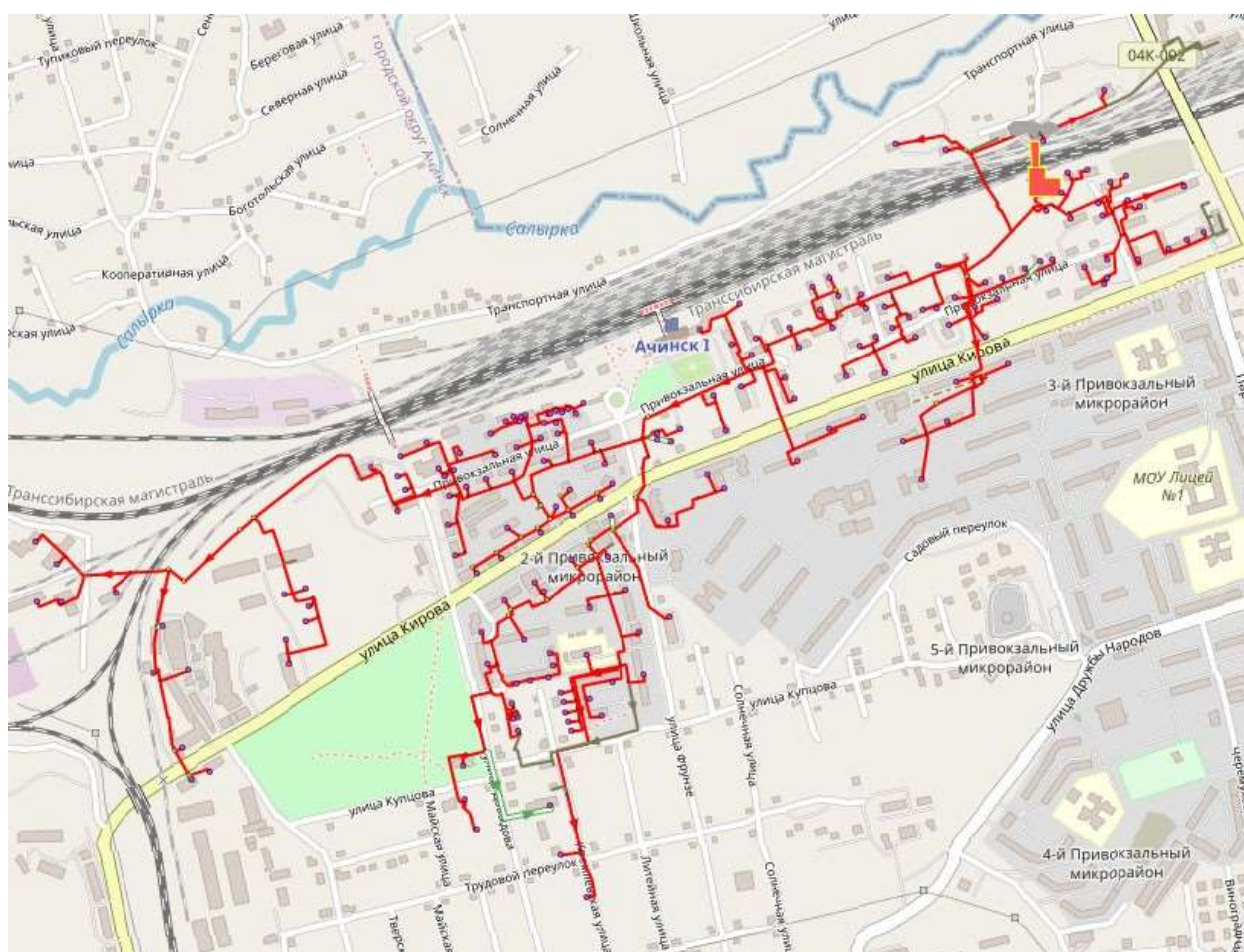


Рисунок 1.3.2.7 - Схема тепловой сети котельной №6

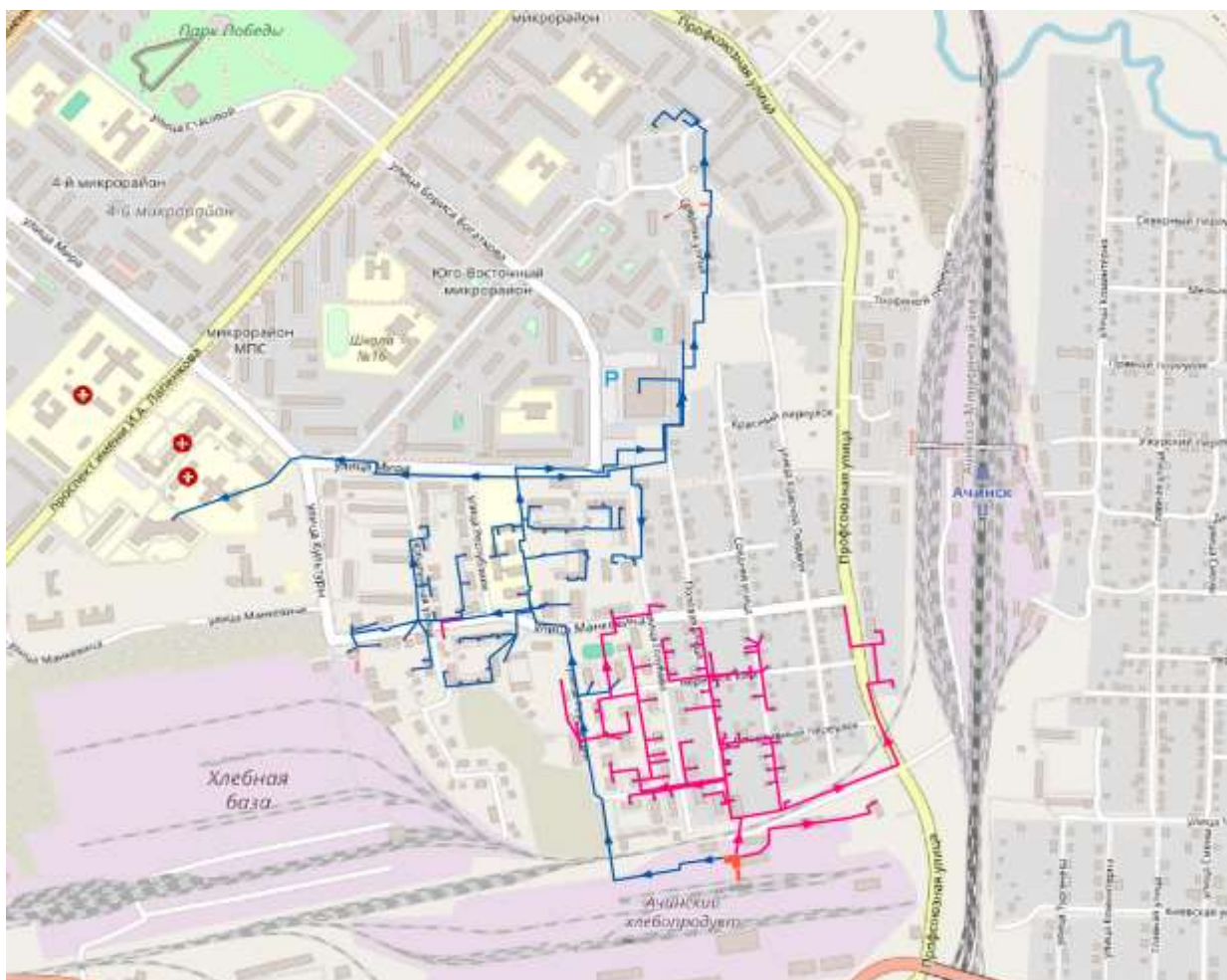


Рисунок 1.3.2.8 - Схема тепловой сети котельной ТК «Восток»



Рисунок 1.3.2.9 - Схема тепловой сети Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»

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 тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Таблица 1.3.3.1 – Характеристика тепловых сетей от ТЭЦ и ЦТП

Год прокладки сети	Длина участка, м	Диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Материальная характеристика
ТЭЦ АО «Русал Ачинск»						
1989	36,0	0,038	0,038	подземная	минплита	2,74
1989	60,0	0,045	0,045	подземная	минплита	5,40
1989	3583,5	0,057	0,057	подземная	минплита	408,52
2016	30,0	0,057	0,057	подземная	минплита	3,42
2014	219,0	0,057	0,057	подземная	минплита	24,97
2015	70,0	0,057	0,057	подземная	минплита	7,98
1989	1527,0	0,076	0,076	подземная	минплита	232,10
1989	5666,5	0,089	0,089	подземная	минплита	1008,64
2014	108,0	0,089	0,089	подземная	минплита	19,22
1989	6695,9	0,108	0,108	подземная	минплита	1446,32
2014	270,0	0,108	0,108	подземная	минплита	58,32
2021	15,6	0,108	0,108	подземная	минплита	3,37
1989	978,0	0,133	0,133	подземная	минплита	260,15
2014	212,0	0,133	0,133	подземная	минплита	56,39
1989	6772,4	0,159	0,159	подземная	минплита	2153,62
2014	474,0	0,159	0,159	подземная	минплита	150,73
2021	143,5	0,159	0,159	подземная	минплита	45,63
2022	72,23	0,159	0,159	подземная	минплита	22,97
1989	4156,0	0,219	0,219	подземная	минплита	1820,33
2014	301,0	0,219	0,219	подземная	минплита	131,84
1989	1587,0	0,273	0,273	подземная	минплита	866,50
1989	2404,0	0,325	0,325	подземная	минплита	1562,60
1989	2332,0	0,426	0,426	подземная	минплита	1986,86
1989	185,0	0,530	0,530	подземная	минплита	196,10
1989	4460,0	0,630	0,630	подземная	минплита	5619,60
2014	258,0	0,630	0,630	подземная	минплита	325,08
1989	636,0	0,720	0,720	подземная	минплита	915,84
1989	1303,5	0,820	0,820	подземная	минплита	2137,74
1997	6,0	0,057	0,057	подземная	минплита	0,68
1997	77,0	0,108	0,108	подземная	минплита	16,63
1993	110,0	0,159	0,159	подземная	минплита	34,98
1996	125,0	0,219	0,219	подземная	минплита	54,75

2003	50,0	0,045	0,045	подземная	минплита	4,50
2001	255,0	0,057	0,057	подземная	минплита	29,07
2002	193,0	0,057	0,057	подземная	минплита	22,00
2017	40,0	0,057	0,057	подземная	минплита	4,56
2003	420,0	0,057	0,057	подземная	минплита	47,88
2000	35,0	0,076	0,076	подземная	минплита	5,32
2001	76,0	0,076	0,076	подземная	минплита	11,55
2002	63,0	0,076	0,076	подземная	минплита	9,58
2003	132,0	0,076	0,076	подземная	минплита	20,06
1999	205,0	0,089	0,089	подземная	минплита	36,49
2000	139,0	0,089	0,089	подземная	минплита	24,74
2001	268,0	0,089	0,089	подземная	минплита	47,70
2002	200,0	0,089	0,089	подземная	минплита	35,60
2003	438,0	0,089	0,089	подземная	минплита	77,96
2015	229,0	0,089	0,089	подземная	минплита	40,76
1999	163,0	0,108	0,108	подземная	минплита	35,21
2000	475,0	0,108	0,108	подземная	минплита	102,60
2001	296,0	0,108	0,108	подземная	минплита	63,94
2002	495,0	0,108	0,108	подземная	минплита	106,92
2003	1157,0	0,108	0,108	подземная	минплита	249,91
2000	50,0	0,133	0,133	подземная	минплита	13,30
1999	289,0	0,159	0,159	подземная	минплита	91,90
2000	285,0	0,159	0,159	подземная	минплита	90,63
2001	196,0	0,159	0,159	подземная	минплита	62,33
2002	519,0	0,159	0,159	подземная	минплита	165,04
2003	877,0	0,159	0,159	подземная	минплита	278,89
2015	182,0	0,159	0,159	подземная	минплита	57,88
2016	481,0	0,159	0,159	подземная	минплита	152,96
2017	163,0	0,159	0,159	подземная	минплита	51,83
2000	298,0	0,219	0,219	подземная	минплита	130,52
2001	231,0	0,219	0,219	подземная	минплита	101,18
2002	229,0	0,219	0,219	подземная	минплита	100,30
2003	508,0	0,219	0,219	подземная	минплита	222,50
1998	120,0	0,273	0,273	подземная	минплита	65,52
1999	147,0	0,273	0,273	подземная	минплита	80,26
2001	130,0	0,273	0,273	подземная	минплита	70,98
2002	110,0	0,273	0,273	подземная	минплита	60,06
2003	91,0	0,273	0,273	подземная	минплита	49,69
1999	46,0	0,426	0,426	подземная	минплита	39,19
2002	140,0	0,720	0,720	подземная	минплита	201,60
2004	32,0	0,045	0,045	подземная	минплита	2,88

2004	289,0	0,057	0,057	подземная	минплита	32,95
2012	77,0	0,057	0,057	подземная	минплита	8,78
2005	132,0	0,057	0,057	подземная	минплита	15,05
2006	255,0	0,057	0,057	подземная	минплита	29,07
2007	254,0	0,057	0,057	подземная	минплита	28,96
2008	55,0	0,057	0,057	подземная	минплита	6,27
2009	381,0	0,057	0,057	подземная	минплита	43,43
2010	26,0	0,057	0,057	подземная	минплита	2,96
2011	62,0	0,057	0,057	подземная	минплита	7,07
2004	60,0	0,076	0,076	подземная	минплита	9,12
2015	77,0	0,076	0,076	подземная	минплита	11,70
2014	110,0	0,076	0,076	подземная	минплита	16,72
2016	50,0	0,076	0,076	подземная	минплита	7,60
2005	444,0	0,076	0,076	подземная	минплита	67,49
2006	149,0	0,076	0,076	подземная	минплита	22,65
2007	269,0	0,076	0,076	подземная	минплита	40,89
2012	36,0	0,076	0,076	подземная	минплита	5,47
2004	661,0	0,089	0,089	подземная	минплита	117,66
2005	454,0	0,089	0,089	подземная	минплита	80,81
2006	759,0	0,089	0,089	подземная	минплита	135,10
2007	550,0	0,089	0,089	подземная	минплита	97,90
2008	32,0	0,089	0,089	подземная	минплита	5,70
2009	217,0	0,089	0,089	подземная	минплита	38,63
2010	411,0	0,089	0,089	подземная	минплита	73,16
2011	361,0	0,089	0,089	подземная	минплита	64,26
2012	105,0	0,089	0,089	подземная	минплита	18,69
2016	122,0	0,089	0,089	подземная	минплита	21,72
2017	47,0	0,089	0,089	подземная	минплита	8,37
2004	316,0	0,108	0,108	подземная	минплита	68,26
2015	187,0	0,108	0,108	подземная	минплита	40,39
2005	595,0	0,108	0,108	подземная	минплита	128,52
2006	500,0	0,108	0,108	подземная	минплита	108,00
2007	573,0	0,108	0,108	подземная	минплита	123,77
2008	240,0	0,108	0,108	подземная	минплита	51,84
2009	420,0	0,108	0,108	подземная	минплита	90,72
2010	182,0	0,108	0,108	подземная	минплита	39,31
2011	215,0	0,108	0,108	подземная	минплита	46,44
2012	169,0	0,108	0,108	подземная	минплита	36,50
2016	366,0	0,108	0,108	подземная	минплита	79,06
2017	160,0	0,108	0,108	подземная	минплита	34,56
2004	94,0	0,133	0,133	подземная	минплита	25,00

2005	210,0	0,133	0,133	подземная	минплита	55,86
2006	144,0	0,133	0,133	подземная	минплита	38,30
2010	259,0	0,133	0,133	подземная	минплита	68,89
2011	79,0	0,133	0,133	подземная	минплита	21,01
2017	25,0	0,133	0,133	подземная	минплита	6,65
2004	487,0	0,159	0,159	подземная	минплита	154,87
2005	559,0	0,159	0,159	подземная	минплита	177,76
2006	644,0	0,159	0,159	подземная	минплита	204,79
2007	614,0	0,159	0,159	подземная	минплита	195,25
2008	97,0	0,159	0,159	подземная	минплита	30,85
2009	60,0	0,159	0,159	подземная	минплита	19,08
2010	4,0	0,159	0,159	подземная	минплита	1,27
2011	423,0	0,159	0,159	подземная	минплита	134,51
2012	263,0	0,159	0,159	подземная	минплита	83,63
2008	30,0	0,194	0,194	подземная	минплита	11,64
2004	66,0	0,219	0,219	подземная	минплита	28,91
2005	274,0	0,219	0,219	подземная	минплита	120,01
2006	390,0	0,219	0,219	подземная	минплита	170,82
2007	86,0	0,219	0,219	подземная	минплита	37,67
2008	120,0	0,219	0,219	подземная	минплита	52,56
2010	66,0	0,219	0,219	подземная	минплита	28,91
2011	75,0	0,219	0,219	подземная	минплита	32,85
2012	610,0	0,219	0,219	подземная	минплита	267,18
2015	366,0	0,219	0,219	подземная	минплита	160,31
2016	70,0	0,219	0,219	подземная	минплита	30,66
2017	90,0	0,219	0,219	подземная	минплита	39,42
2016	18,0	0,273	0,273	подземная	минплита	9,83
2005	34,0	0,273	0,273	подземная	минплита	18,56
2006	499,0	0,273	0,273	подземная	минплита	272,45
2007	150,0	0,273	0,273	подземная	минплита	81,90
2008	142,0	0,273	0,273	подземная	минплита	77,53
2009	155,0	0,273	0,273	подземная	минплита	84,63
2016	3,0	0,273	0,273	подземная	минплита	1,64
2004	100,0	0,325	0,325	подземная	минплита	65,00
2005	135,0	0,325	0,325	подземная	минплита	87,75
2006	98,0	0,325	0,325	подземная	минплита	63,70
2007	182,0	0,325	0,325	подземная	минплита	118,30
2009	162,0	0,325	0,325	подземная	минплита	105,30
2015	34,0	0,325	0,325	подземная	минплита	22,10
2016	90,0	0,325	0,325	подземная	минплита	58,50
2017	125,0	0,325	0,325	подземная	минплита	81,25

2004	111,0	0,426	0,426	подземная	минплита	94,57
2007	138,0	0,426	0,426	подземная	минплита	117,58
2010	150,0	0,426	0,426	подземная	минплита	127,80
2015	176,0	0,426	0,426	подземная	минплита	149,95
2017	75,0	0,530	0,530	подземная	минплита	79,50
2007	166,0	0,630	0,630	подземная	минплита	209,16
2010	72,0	0,630	0,630	подземная	минплита	90,72
2015	346,0	0,630	0,630	подземная	минплита	435,96
2016	443,0	0,630	0,630	подземная	минплита	558,18
2004	65,0	0,720	0,720	подземная	минплита	93,60
2003	222,0	0,720	0,720	подземная	минплита	319,68
2007	120,0	0,720	0,720	подземная	минплита	172,80
2010	230,0	0,720	0,720	подземная	минплита	331,20
2004	80,0	0,820	0,820	подземная	минплита	131,20
2017	32,2	0,820	0,820	подземная	минплита	52,81
2005	310,0	0,820	0,820	подземная	минплита	508,40
2016	78,8	0,820	0,820	подземная	минплита	129,23
2006	190,0	0,820	0,820	подземная	минплита	311,60
2008	218,0	0,820	0,820	подземная	минплита	357,52
2009	546,0	0,820	0,820	подземная	минплита	895,44
2015	211,0	0,820	0,820	подземная	минплита	346,04
2010	87,0	0,820	0,820	подземная	минплита	142,68
2011	132,0	0,820	0,820	подземная	минплита	216,48
1989	930,5	0,057	0,057	надземная	минплита	106,077
1989	638,0	0,076	0,076	надземная	минплита	96,976
1989	1361,5	0,089	0,089	надземная	минплита	242,347
2014	414,0	0,089	0,089	надземная	минплита	73,692
1989	1541,5	0,108	0,108	надземная	минплита	332,964
1989	303,0	0,133	0,133	надземная	минплита	80,598
2014	53,0	0,133	0,133	надземная	минплита	14,098
1989	3379,0	0,159	0,159	надземная	минплита	1074,522
2014	76,0	0,159	0,159	надземная	минплита	24,168
1989	1641,0	0,219	0,219	надземная	минплита	718,758
1989	700,0	0,273	0,273	надземная	минплита	382,2
2014	226,0	0,273	0,273	надземная	минплита	123,396
2016	17,0	0,273	0,273	надземная	минплита	9,282
1989	1803,0	0,325	0,325	надземная	минплита	1171,95
1989	652,0	0,426	0,426	надземная	минплита	555,504
1989	1910,0	0,630	0,630	надземная	минплита	2406,6
1989	411,0	0,720	0,720	надземная	минплита	591,84
1989	5146,0	0,820	0,820	надземная	минплита	8439,44

1989	3000,0	0,920	0,920	надземная	минплита	5520
2002	80,0	0,089	0,089	надземная	минплита	14,24
2003	7,0	0,089	0,089	надземная	минплита	1,246
2015	180,0	0,089	0,089	надземная	минплита	32,04
2000	191,0	0,108	0,108	надземная	минплита	41,256
2001	410,0	0,108	0,108	надземная	минплита	88,56
2001	170,0	0,159	0,159	надземная	минплита	54,06
2003	568,0	0,159	0,159	надземная	минплита	180,624
2001	130,0	0,219	0,219	надземная	минплита	56,94
1998	110,0	0,820	0,820	надземная	минплита	180,4
2004	25,0	0,057	0,057	надземная	минплита	2,85
2016	35,0	0,057	0,057	надземная	минплита	3,99
2017	78,0	0,057	0,057	надземная	минплита	8,892
2005	60,0	0,057	0,057	надземная	минплита	6,84
2006	45,0	0,057	0,057	надземная	минплита	5,13
2007	242,0	0,057	0,057	надземная	минплита	27,588
2008	17,0	0,057	0,057	надземная	минплита	1,938
2010	61,0	0,057	0,057	надземная	минплита	6,954
2011	42,0	0,057	0,057	надземная	минплита	4,788
2012	47,0	0,057	0,057	надземная	минплита	5,358
2004	131,0	0,076	0,076	надземная	минплита	19,912
2006	136,0	0,076	0,076	надземная	минплита	20,672
2010	60,0	0,076	0,076	надземная	минплита	9,12
2011	89,0	0,076	0,076	надземная	минплита	13,528
2012	35,0	0,076	0,076	надземная	минплита	5,32
2006	78,0	0,089	0,089	надземная	минплита	13,884
2007	13,0	0,089	0,089	надземная	минплита	2,314
2010	266,0	0,089	0,089	надземная	минплита	47,348
2011	165,0	0,089	0,089	надземная	минплита	29,37
2012	170,0	0,089	0,089	надземная	минплита	30,26
2005	75,0	0,108	0,108	надземная	минплита	16,2
2006	130,0	0,108	0,108	надземная	минплита	28,08
2007	55,0	0,108	0,108	надземная	минплита	11,88
2008	102,0	0,108	0,108	надземная	минплита	22,032
2009	146,0	0,108	0,108	надземная	минплита	31,536
2010	68,0	0,108	0,108	надземная	минплита	14,688
2012	68,0	0,108	0,108	надземная	минплита	14,688
2015	57,0	0,108	0,108	надземная	минплита	12,312
2009	75,0	0,133	0,133	надземная	минплита	19,95
2012	464,5	0,133	0,133	надземная	минплита	123,557
2015	27,0	0,133	0,133	надземная	минплита	7,182

2004	78,0	0,159	0,159	надземная	минплита	24,804
2005	128,0	0,159	0,159	надземная	минплита	40,704
2006	116,0	0,159	0,159	надземная	минплита	36,888
2007	48,0	0,159	0,159	надземная	минплита	15,264
2008	72,0	0,159	0,159	надземная	минплита	22,896
2009	82,0	0,159	0,159	надземная	минплита	26,076
2015	166,0	0,159	0,159	надземная	минплита	52,788
2016	103,0	0,159	0,159	надземная	минплита	32,754
2005	315,0	0,219	0,219	надземная	минплита	137,97
2009	306,0	0,219	0,219	надземная	минплита	134,028
2012	96,0	0,219	0,219	надземная	минплита	42,048
2007	50,0	0,273	0,273	надземная	минплита	27,3
2015	2,0	0,273	0,273	надземная	минплита	1,092
2011	105,0	0,325	0,325	надземная	минплита	68,25
2017	335,0	0,426	0,426	надземная	минплита	285,42
2008	63,0	0,630	0,630	надземная	минплита	79,38
2007	80,0	0,630	0,630	надземная	минплита	100,8
2008	30,0	0,720	0,720	надземная	минплита	43,2
2007	80,0	0,820	0,820	надземная	минплита	131,2
2008	509,0	0,820	0,820	надземная	минплита	834,76
2009	10,0	0,820	0,820	надземная	минплита	16,4
2010	516,0	0,820	0,820	надземная	минплита	846,24
2012	303,0	0,820	0,820	надземная	минплита	496,92
2012	100,0	0,920	0,920	надземная	минплита	184
1989	8,0	0,045	0,045	подвальная	минплита	0,72
1989	907,5	0,057	0,057	подвальная	минплита	103,455
2014	65,0	0,057	0,057	подвальная	минплита	7,41
1989	811,0	0,076	0,076	подвальная	минплита	123,272
2014	40,0	0,076	0,076	подвальная	минплита	6,08
1989	1758,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	312,924
1989	1995,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	430,92
2014	45,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	9,72
1989	344,5	0,133	0,133	подвальная	минплита	91,637
2014	154,0	0,133	0,133	подвальная	минплита	40,964
1989	610,0	0,159	0,159	подвальная	минплита	193,98
1989	283,0	0,219	0,219	подвальная	минплита	123,954
1989	80,0	0,273	0,273	подвальная	минплита	43,68
1989	26,0	0,325	0,325	подвальная	минплита	16,9
1989	4,0	0,426	0,426	подвальная	минплита	3,408
2003	38,0	0,057	0,057	подвальная	минплита	4,332
2000	79,0	0,076	0,076	подвальная	минплита	12,008

2002	4,0	0,076	0,076	подвальная	минплита	0,608
2003	32,0	0,076	0,076	подвальная	минплита	4,864
2000	132,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	23,496
2001	104,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	18,512
2002	98,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	17,444
2003	42,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	7,476
1999	12,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	2,592
2000	164,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	35,424
2001	30,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	6,48
2002	85,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	18,36
2003	40,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	8,64
1999	2,0	0,159	0,159	подвальная	минплита	0,636
2002	90,0	0,159	0,159	подвальная	минплита	28,62
2003	30,0	0,159	0,159	подвальная	минплита	9,54
2004	10,0	0,057	0,057	подвальная	минплита	1,14
2005	70,0	0,057	0,057	подвальная	минплита	7,98
2006	2,0	0,057	0,057	подвальная	минплита	0,228
2007	20,0	0,076	0,076	подвальная	минплита	3,04
2011	8,0	0,076	0,076	подвальная	минплита	1,216
2004	256,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	45,568
2005	166,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	29,548
2006	197,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	35,066
2007	42,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	7,476
2010	126,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	22,428
2014	6,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	1,068
2015	31,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	5,518
2017	10,0	0,089	0,089	подвальная	минплита	1,78
2004	60,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	12,96
2005	264,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	57,024
2006	203,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	43,848
2010	50,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	10,8
2016	99,0	0,108	0,108	подвальная	минплита	21,384
2005	25,0	0,133	0,133	подвальная	минплита	6,65
2006	30,0	0,133	0,133	подвальная	минплита	7,98
2005	40,0	0,159	0,159	подвальная	минплита	12,72
2007	60,0	0,219	0,219	подвальная	минплита	26,28
2015	45,0	0,219	0,219	подвальная	минплита	19,71
Итого:	120 763,1					64 683,2
ЦТП						
-	23018 ,00	0,11	0,11	Подземная канальная	минплита	5809,35

Таблица 1.3.3.2 – Характеристика тепловых сетей от котельных №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика, м2
Котельная № 1							
котельная № 1 ул. Л.Толстого	ТК-1	10	0,2	0,2	наземная	минплита	4,38
ТК-1	ТК-2- ТК-3	156	0,15	0,15	Подземная канальная	минплита	49,608
ТК-1	ТК-9-ТК-10	120	0,125	0,125	Подземная канальная	минплита	31,92
ТК-10-ТК-11	Т-12- ж.д. №61 ул. Л. Толстого	96	0,1	0,1	Подземная канальная	минплита	20,736
Т-12	АЗС ул. Л.Толстого 61а	57	0,04	0,04	Подвальная	минплита	5,13
ТК-9	ж.д. № 57 ул. Л. Толстого	30	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	3,42
ТК -2	ж.д. № 55. ул. Л. Толстого	25	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	2,85
ТК-3	ж.д. №53 ул. Л. Толстого	30	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	3,42
Итого:		524				минплита	121,464
Котельная № 2							
Котельная М.Ивановка	ТК-1-Т1-ТК-2-ТК-3	160	0,1	0,1	Подземная канальная	минплита	34,56
Т.1-ТК-1а	ТК-4-ж.д. № 11 ул. Высокогорная	123	0,08	0,08	Подземная канальная	минплита	21,894
ТК-2	ж.д №1 ул. Высокогорная	8	0,07	0,07	Подземная канальная	минплита	1,216
ТК-2	ж.д №3 ул. Высокогорная	6	0,07	0,07	Подземная канальная	минплита	0,912
ТК-2	ж.д №6 ул. Высокогорная	8	0,07	0,07	Подземная канальная	минплита	1,216
ТК-2	ж.д №4 ул. Высокогорная	6	0,07	0,07	Подземная канальная	минплита	0,912
Итого:		311					60,71
котельная № 3							
котельная № 3 М.Рудник	ТК-1-Т.1	20	0,01	0,01	Подземная канальная	минплита	4,32
Т.1-ТК-2-ТК-3	ТК-4-ТК-5	100	0,07	0,07	Подземная канальная	минплита	15,2
ТК-2	ж.д №2 ул. Октябрьская	20	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	1,28

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика, м2
ТК-3	ж.д №4/1 ул. Октябрьская	25	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	1,6
ТК-4	ж.д №4/2 ул. Октябрьская	20	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	1,28
ТК-5	ж.д №6 ул. Октябрьская	20	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	1,28
ТК-5	ж.д №8 ул. Октябрьская	56	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	3,584
ТК-5	ж/д № 6 ул. Советская	50	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	5,7
Т.1-Т.2-ТК-6	ТК-7-ТК-11	151	0,1	0,1	Подземная канальная	минплита	32,616
ТК-11	ТК-8	50	0,08	0,08	Подземная канальная	минплита	8,9
ТК-8	ТК-10	50	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	5,7
Т.2	Поссовет, ул. Советская, стр. 2	26	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	2,964
ТК-6	ж.д. №1 ул. Советская	76	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	8,664
ТК-7-ТК-7/1	ул. Ленина, стр. 4	47	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	3,008
ТК -7	ж.д.№2 ул. Ленина	95	0,1	0,1	Подземная канальная	минплита	20,952
ТК-11-Т.3	ж/д № 11 ул. Ленина	50	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	3,2
ТК-8	ж.д. №5 ул. Просвещения	110	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	7,04
ТК-10-	ж.д. №16 ул. Просвещения	25	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	1,6
ТК-10-	ж.д. №14 ул. Просвещения	25	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	1,6
Итого:		1016					130,488
Котельная № 4							
котельная ул. Дзержинского	ж/д	124	0,07	0,07	Подземная канальная	минплита	18,85
Итого:		124					22,8
Котельная №5							
Котельная №5	Т-1	24	0,1	0,1	Наземная	минплита	
Т-1	ТК-1	59	0,1	0,1	Подземная канальная	минплита	
Итого:		83					17,928

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода,м	Внутренний диаметр обратного трубопровода,м	Вид прокладки тепловой сети	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика, м2
Котельная № 6							
От котельной ст. Ачинск-1 до ТК-17-1-1		250	0,3	0,3	Подземная канальная	минплита	162,5
		490	0,4	0,4	Подземная канальная	минплита	417,48
		144	0,4	0,4	Надземная	минплита	122,688
		409	0,5	0,5	Надземная	минплита	433,54
От Т-1 до ТК-15		110	0,025	0,025	Надземная	минплита	5,5
		256	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	12,8
		65	0,04	0,04	Подземная канальная	минплита	5,2
		378	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	43,092
		30	0,07	0,07	Надземная	минплита	4,56
		831	0,08	0,08	Подземная канальная	минплита	147,918
		578	0,1	0,1	Надземная	минплита	124,848
		346	0,1	0,1	Подземная канальная	минплита	74,736
		168	0,125	0,125	Подземная канальная	минплита	42
		448	0,2	0,2	Подземная канальная	минплита	196,224
		86	0,25	0,25	Подземная канальная	минплита	46,956
		93	0,25	0,25	Подземная канальная	минплита	50,778
От ТК -14-2 до Тк -18-7, ТК -22-2-ж.д. №13,15,17,19 ул. Кирова, ж.д. №4,4а,7а,8,9,10,11,14,16, ул. Привокзальная		20	0,025	0,025	Подземная канальная	минплита	1
		92	0,4	0,4	Подземная канальная	минплита	7,36
		321	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	36,594
		613	0,08	0,08	Подземная канальная	минплита	109,114
		668	0,1	0,1	Подземная канальная	минплита	144,288
		882	0,125	0,125	Подземная канальная	минплита	220,5
		443	0,2	0,2	Подземная канальная	минплита	194,034
		290	0,25	0,25	Подземная канальная	минплита	158,34
От ТК -16 до ТК-17-13, ж.д. 6,8,10, ул. Кирова, ж.д.№2,5, ул. Давыдова, ж.д.№7,9,10,12, ул. Фрунзе		84	0,05	0,05	Подземная канальная	минплита	9,576
		997	0,08	0,08	Подземная канальная	минплита	177,466
		494	0,1	0,1	Подземная канальная	минплита	106,704
		457	0,125	0,125	Подземная канальная	минплита	114,25
		292	0,2	0,2	Подземная канальная	минплита	127,896
Итого:		10524					3297,942

Таблица 1.3.3.5 – Характеристика тепловых сетей от котельной ЗАО «Назаровское»

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Материальная характеристика, м2
г. Ачинск, ул. Таругинская 10 (Ачинский мясокомбинат)		1050	0,426	0,426	Надземная	минплита	894,60
		49	0,089	0,089	Надземная	минплита	8,72
		20	0,057	0,057	Надземная	минплита	2,28
		35	0,038	0,038	Надземная	минплита	2,66
Итого:		1154					908,26

Таблица 1.3.3.3 – Характеристика тепловых сетей от котельной ООО ТК «Восток»

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Материальная характеристика, м2
котельная	ул. 5 июля	796	0,05	0,05	Надземная	минплита	90,74
котельная	ул. Профсоюзная, д.68	554	0,07	0,07	Надземная	минплита	84,21
котельная	ул. Средняя Ввод №1.	334	0,3	0,3	Надземная	минплита	217,10
котельная	ТК-7/1, ул. Голубева, 1	296	0,5	0,5	Надземная	Пенополиуретан	313,17
ТК-7/1	ТК7 переул. Кима, Ввод №2	385	0,5	0,5	Подземная канальная	Пенополиуретан	407,33
ТК7 переул. Ким	ТК-4 Ул. Манкевича	205	0,5	0,5	Подземная канальная	Пенополиуретан	216,89
ТК-4 Ул. Манкевича	ТК-3, ул. Манкевича, 36	214	0,25	0,25	Подземная канальная	Пенополиуретан	116,84
ТК-4 Ул. Манкевича	Школа №13	15	0,25	0,25	Надземная	минплита	7,50
ТК-4 Ул. Манкевича	ТК-4/1	246	0,35	0,35	Подземная канальная	Пенополиуретан	185,48
ТК-4/1	ТК-4/2	210	0,2	0,2	Подземная канальная	Пенополиуретан	91,98
ТК-4/2	УУЭТ Гипермаркет «ЛЕНТА»	222,01	0,2	0,2	Подземная канальная	Пенополиуретан	97,24
ТК-4/2	УУЭТ Гипермаркет «ЛЕНТА»	224,99	0,15	0,15	Подземная канальная	Пенополиуретан	71,55
ТК-4/1	ТК-2/2	18	0,5	0,5	Подземная канальная	Пенополиуретан	19,04
ТК-2/2	ТК-2/1 ул. Мира, 1	288	0,35	0,35	Подземная канальная	Пенополиуретан	217,15
ТК-2/1	ТК-2/3 ул. Мира, 1	181	0,2	0,2	Подземная канальная	Пенополиуретан	79,28
Итого:		4189					2215,51

Таблица 1.3.3.4 - Характеристика тепловых сетей от Котельной ОАО «РЖД»

Диаметр трубопровода Ду, мм	Протяженность трубопровода, L, м	Вид прокладки	Материал изоляции	Материальная характеристика, м2
0,159	3224	Надземный	Мин. Плита	512,616
0,108	232	Надземный	Мин. Плита	25,056
0,133	512	Надземный	Мин. Плита	68,096
0,76	250	Подземный	Мин. Плита	190
0,57	37	Подземный	Мин. Плита	21,09
Итого:	4255			816,858

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

При подземной прокладке запорная арматура на тепловых сетях установлена в тепловых камерах. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

На тепловых сетях установлена ручная клиновая запорная арматура. Электроприводная запорно-регулирующая арматура на балансе энергоснабжающей организации отсутствует.

1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Камеры тепловых сетей устраивают по трассе для установки оборудования теплопроводов (задвижек, сальниковых компенсаторов, дренажных и воздушных устройств, контрольно-измерительных приборов и др.), требующего постоянного осмотра и обслуживания в процессе эксплуатации. Кроме того, в камерах устраивают ответвления к потребителям и неподвижные опоры. Переходы труб одного диаметра к трубам другого диаметра также находятся в пределах камер. Всем камерам (узлам ответвлений) по трассе тепловой сети присваивают эксплуатационные номера, которыми они обозначаются на планах, схемах и пьезометрических графиках. Размещаемое в камерах оборудование доступно для обслуживания, что достигается обеспечением достаточных расстояний между оборудованием и между стенками камер. Высоту камер в свету выбирают не менее 1,8 м. Внутренние габариты камер в целом зависят от числа и диаметра прокладываемых труб, размеров устанавливаемого оборудования и минимальных расстояний между строительными конструкциями и оборудованием.

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

Графики регулирования температуры сетевой воды от источников представлены на рисунках ниже.

Приложение № 1 к договору теплоснабжения № РА-Д-14-059/4

УТВЕРЖДАЮ:

Управляющий директор
АО "РУСАЛ Ачинск"

2025.04.

В.А. Пригарин

Температурный график сетевой воды на отопительный период 2025-2026 гг.

Тп.в.	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8
T1	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	71,9	74,0	76,1	78,1	80,4	82,5	84,3
T2	47,0	46,4	45,9	45,5	44,9	44,4	43,9	43,4	42,9	42,4	43,1	43,9	44,7	45,5	46,2	47,0	47,8
T3	54,1	53,8	53,4	53,1	52,7	52,4	52,1	51,7	51,4	51,0	52,1	53,3	54,5	55,7	56,9	58,1	59,2
ΔT	23,0	23,6	24,1	24,5	25,1	25,6	26,1	26,6	27,1	27,6	28,8	30,1	31,4	32,6	34,2	35,5	36,5
Тп.в.	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19	-20	-21	-22	-23	-24	-25
T1	86,6	88,7	90,6	92,7	94,7	96,7	98,7	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
T2	48,5	49,3	50,0	50,8	51,5	52,2	52,8	53,1	52,6	52,1	51,6	51,1	50,6	50,1	49,7	49,2	48,7
T3	60,4	61,6	62,7	63,9	65,0	66,1	67,2	67,7	67,4	67,1	66,7	66,4	66,0	65,7	65,4	65,0	64,7
ΔT	38,1	39,4	40,6	41,9	43,2	44,5	45,9	46,9	47,4	47,9	48,4	48,9	49,4	49,9	50,3	50,8	51,3
Тп.в.	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-41	
T1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
T2	48,2	47,8	47,3	46,8	46,3	45,8	45,3	44,8	44,4	43,9	43,4	42,9	42,4	41,9	41,4	41,0	
T3	64,4	64,1	63,7	63,4	63,1	62,8	62,4	62,1	61,7	61,4	61,1	60,7	60,4	60,1	59,7	59,4	
ΔT	51,8	52,2	52,7	53,2	53,7	54,2	54,7	55,2	55,6	56,1	56,6	57,1	57,6	58,1	58,6	59,0	

Tп - температура наружного воздуха, °С

T1 - температура воды в подающем трубопроводе на выходе с ТЭЦ, °С

T2 - температура воды в обратном трубопроводе, °С

T3 - температура воды, поступающая в систему отопления абонента по схеме поставки прямой трубопровод, °С

СОГЛАСОВАНО:

Директор ТЭЦ АО "РУСАЛ Ачинск"

2025.04.

И.о. Главного энергетика
АО "РУСАЛ Ачинск"

2025.04.

И.Н. Самойлов

А.В. Солдаткин

Генеральный Директор ООО "Теплосеть"

В.Ю. Овчинников

2025.04.

Рисунок 1.3.6.1 - График регулирования температуры сетевой воды от ТЭЦ

Центральное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям, подключенным к системе теплоснабжения от ТЭЦ, осуществляется по графику качественного регулирования с расчетными температурами сетевой воды: 150/70 °С со срезкой 100 °С. Расчетная температура наружного воздуха: - 36 °С.

Качественное регулирование с расчетными температурами сетевой воды 150/70 °С со срезкой 100 °С осуществляется потребителям тепловой энергии от ТЭЦ до ЦТП. После ЦТП регулирование осуществляется по графику 95/70 °С.

Генеральный директор ООО "Теплосеть"

Овчинников В.Ю.

Температурный график 95-70°C от ЦТП на 2025-2026 г.г.

Т н.в.	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5
T1	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
T2	59,9	59,6	59,4	59,1	58,9	58,6	58,4	58,1	57,9	57,7	57,4	57,2	57,0	56,7
T3	40,9	42,3	43,7	45,1	46,5	47,9	49,2	50,6	51,9	53,2	54,5	55,8	57,1	58,4
ΔT	10,1	10,4	10,6	10,9	11,1	11,4	11,6	11,9	12,1	12,3	12,6	12,8	13,0	13,3
Т н.в.	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19
T1	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,7	71,9	73,1	74,3	75,5
T2	56,5	56,3	56,1	55,8	55,6	55,4	55,1	54,9	54,7	55,1	55,9	56,6	57,4	58,1
T3	59,6	60,9	62,2	63,4	64,6	65,9	67,1	68,3	69,5	70,7	71,9	73,1	74,3	75,5
ΔT	13,5	13,7	13,9	14,2	14,4	14,6	14,9	15,1	15,3	15,6	16,0	16,5	16,9	17,4
Т н.в.	-20	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-33
T1	76,7	77,9	79,0	80,2	81,4	82,5	83,7	84,8	86,0	87,1	88,2	89,4	90,5	91,6
T2	58,8	59,6	60,3	61,0	61,7	62,4	63,1	63,8	64,5	65,2	65,9	66,5	67,3	67,9
T3	76,7	77,9	79,0	80,2	81,4	82,5	83,7	84,8	86,0	87,1	88,2	89,4	90,5	91,6
ΔT	17,9	18,3	18,7	19,2	19,7	20,1	20,6	21,0	21,5	21,9	22,3	22,9	23,2	23,7
Т н.в.	-34	-35	-36	Тн.в. - температура наружного воздуха, °C										
T1	92,8	93,9	95,0	T1 - температура теплоносителя в подающем трубопроводе на выходе с ЦТП, °C										
T2	68,6	69,3	70,0	T2 - температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °C										
T3	92,8	93,9	95,0	T3 - температура теплоносителя, поступающая в систему отопления абонента по схеме поставки прямой трубопровод, °C										
ΔT	24,2	24,6	25,0	ΔT - разница температур теплоносителя между подающим и обратным трубопроводами, °C										

Примечание: Температура теплоносителя выдерживается согласно графика при соблюдении договорных нагрузок на отопление, горячее водоснабжения и установок регулятора температуры на ГВС

И.о. главного инженера

Менеджер ТГ ПТО

Ковалев А.А.

Ильин А.А.

Рисунок 1.3.6.2 - График регулирования температуры сетевой воды от ЦТП

Генеральный директор ООО "Теплосеть"

Овчинников В.Ю.

Температурный график 95-70°C для котельной по закрытой схеме (Л. Толстого, Коминтерна) на 2025-2026 г.г.

Т н.в.	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5
T1	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
T2	59,9	59,6	59,4	59,1	58,9	58,6	58,4	58,1	57,9	57,7	57,4	57,2	57,0	56,7
T3	40,9	42,3	43,7	45,1	46,5	47,9	49,2	50,6	51,9	53,2	54,5	55,8	57,1	58,4
ΔT	10,1	10,4	10,6	10,9	11,1	11,4	11,6	11,9	12,1	12,3	12,6	12,8	13,0	13,3
Т н.в.	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19
T1	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,7	71,9	73,1	74,3	75,5
T2	56,5	56,3	56,1	55,8	55,6	55,4	55,1	54,9	54,7	55,1	55,9	56,6	57,4	58,1
T3	59,6	60,9	62,2	63,4	64,6	65,9	67,1	68,3	69,5	70,7	71,9	73,1	74,3	75,5
ΔT	13,5	13,7	13,9	14,2	14,4	14,6	14,9	15,1	15,3	15,6	16,0	16,5	16,9	17,4
Т н.в.	-20	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-33
T1	76,7	77,9	79,0	80,2	81,4	82,5	83,7	84,8	86,0	87,1	88,2	89,4	90,5	91,6
T2	58,8	59,6	60,3	61,0	61,7	62,4	63,1	63,8	64,5	65,2	65,9	66,5	67,3	67,9
T3	76,7	77,9	79,0	80,2	81,4	82,5	83,7	84,8	86,0	87,1	88,2	89,4	90,5	91,6
ΔT	17,9	18,3	18,7	19,2	19,7	20,1	20,6	21,0	21,5	21,9	22,3	22,9	23,2	23,7
Т н.в.	-34	-35	-36	Тн.в. - температура наружного воздуха, °C										
T1	92,8	93,9	95,0	T1 - температура теплоносителя в подающем трубопроводе на выходе с котельной, °C										
T2	68,6	69,3	70,0	T2 - температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °C										
T3	92,8	93,9	95,0	T3 - температура теплоносителя, поступающая в систему отопления абонента по схеме поставки прямой трубопровод, °C										
ΔT	24,2	24,6	25,0	ΔT - разница температур теплоносителя между подающим и обратным трубопроводами, °C										

Примечание: Температура теплоносителя выдерживается согласно графика при соблюдении договорных нагрузок на отопление, горячее водоснабжения и установок регулятора температуры на ГВС

И.о. главного инженера

Менеджер ТГ ПТО

Ковалев А.А.

Ильин А.А.

Рисунок 1.3.6.3 - График регулирования температуры сетевой воды от Котельных № 1, 5

Генеральный директор ООО "Теплосеть"

Овчинников В.Ю.

Температурный график 95-70°C для котельных (М. Ивановка, М. Рудник, Дзержинского) на 2025-2026 г.г.

Т н.в.	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5
T1	40,9	42,3	43,7	45,1	46,5	47,9	49,1	50,6	51,9	53,2	54,5	55,8	57,1	58,4
T2	35,6	36,5	37,5	38,4	39,3	40,3	41,2	42,1	43,0	43,8	44,7	45,5	46,4	47,2
T3														
ΔT	5,3	5,8	6,2	6,7	7,2	7,6	7,9	8,5	8,9	9,4	9,8	10,3	10,7	11,2
Т н.в.	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19
T1	59,6	60,9	62,2	63,4	64,6	65,9	67,1	68,3	69,5	70,7	71,9	73,1	74,3	75,5
T2	48,0	48,8	49,7	50,5	51,2	52,0	52,8	53,6	54,3	55,1	55,9	56,6	57,4	58,1
T3														
ΔT	11,6	12,1	12,5	12,9	13,4	13,9	14,3	14,7	15,2	15,6	16,0	16,5	16,9	17,4
Т н.в.	-20	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-33
T1	76,7	77,9	79,0	80,2	81,4	82,5	83,7	84,8	86,0	87,1	88,2	89,4	90,5	91,6
T2	58,8	59,6	60,3	61,0	61,7	62,4	63,1	63,8	64,5	65,2	65,9	66,5	67,3	67,9
T3														
ΔT	17,9	18,3	18,7	19,2	19,7	20,1	20,6	21,0	21,5	21,9	22,3	22,9	23,2	23,7
Т н.в.	-34	-35	-36	Тн.в. - температура наружного воздуха, °C										
T1	92,8	93,9	95,0	T1 - температура теплоносителя в подающем трубопроводе на выходе с котельной, °C										
T2	68,6	69,3	70,0	T2 - температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °C										
T3				T3 - температура теплоносителя, поступающая в систему отопления абонента по схеме поставки										
ΔT	24,2	24,6	25,0	ΔT - разность температур теплоносителя между подающим и обратным трубопроводами, °C										

Примечание: Температура теплоносителя выдерживается согласно графика при соблюдении договорных нагрузок на отопление, горячее водоснабжения и установки регулятора температуры на ГВС

И.о. главного инженера

Ковалев А.А.

Менеджер ТГ ПТО

Ильин А.А.

Рисунок 1.3.6.4 - График регулирования температуры сетевой воды от Котельных № 2, 3, 4

Генеральный директор ООО "Теплосеть"

Овчинников В.Ю.

Температурный график 95-70°C от котельной № 6 Ачинск-1 на 2025-2026 г.г.

Т н.в.	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5
T1	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
T2	59,9	59,6	59,4	59,1	58,9	58,6	58,4	58,1	57,9	57,7	57,4	57,2	57,0	56,7
T3	40,9	42,3	43,7	45,1	46,5	47,9	49,2	50,6	51,9	53,2	54,5	55,8	57,1	58,4
ΔT	10,1	10,4	10,6	10,9	11,1	11,4	11,6	11,9	12,1	12,3	12,6	12,8	13,0	13,3
Т н.в.	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19
T1	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,7	71,9	73,1	74,3	75,5
T2	56,5	56,3	56,1	55,8	55,6	55,4	55,1	54,9	54,7	55,1	55,9	56,6	57,4	58,1
T3	59,6	60,9	62,2	63,4	64,6	65,9	67,1	68,3	69,5	70,7	71,9	73,1	74,3	75,5
ΔT	13,5	13,7	13,9	14,2	14,4	14,6	14,9	15,1	15,3	15,6	16,0	16,5	16,9	17,4
Т н.в.	-20	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-33
T1	76,7	77,9	79,0	80,2	81,4	82,5	83,7	84,8	86,0	87,1	88,2	89,4	90,5	91,6
T2	58,8	59,6	60,3	61,0	61,7	62,4	63,1	63,8	64,5	65,2	65,9	66,5	67,3	67,9
T3	76,7	77,9	79,0	80,2	81,4	82,5	83,7	84,8	86,0	87,1	88,2	89,4	90,5	91,6
ΔT	17,9	18,3	18,7	19,2	19,7	20,1	20,6	21,0	21,5	21,9	22,3	22,9	23,2	23,7
Т н.в.	-34	-35	-36	Тн.в. - температура наружного воздуха, °C										
T1	92,8	93,9	95,0	T1 - температура теплоносителя в подающем трубопроводе на выходе с котельной, °C										
T2	68,6	69,3	70,0	T2 - температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °C										
T3	92,8	93,9	95,0	T3 - температура теплоносителя, поступающая в систему отопления абонента по схеме поставки прямой трубопровод, °C										
ΔT	24,2	24,6	25,0	ΔT - разность температур теплоносителя между подающим и обратным трубопроводами, °C										

Примечание: Температура теплоносителя выдерживается согласно графика при соблюдении договорных нагрузок на отопление, горячее водоснабжения и установки регулятора температуры на ГВС

И.о. главного инженера

Ковалев А.А.

Менеджер ТГ ПТО

Ильин А.А.

Рисунок 1.3.6.5 - График регулирования температуры сетевой воды от Котельной №6

Генеральный директор ООО "Теплосеть"

Овчинников В.Ю.

Температурный график 95-70°C от ООО "ТК Восток" на 2025-2026 г.г.

Т н.в.	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5
T1	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
T2	59,9	59,6	59,4	59,1	58,9	58,6	58,4	58,1	57,9	57,7	57,4	57,2	57,0	56,7
T3	40,9	42,3	43,7	45,1	46,5	47,9	49,2	50,6	51,9	53,2	54,5	55,8	57,1	58,4
ΔT	10,1	10,4	10,6	10,9	11,1	11,4	11,6	11,9	12,1	12,3	12,6	12,8	13,0	13,3
Т н.в.	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19
T1	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,7	71,9	73,1	74,3
T2	56,5	56,3	56,1	55,8	55,6	55,4	55,1	54,9	54,7	55,1	55,9	56,6	57,4	58,1
T3	59,6	60,9	62,2	63,4	64,6	65,9	67,1	68,3	69,5	70,7	71,9	73,1	74,3	75,5
ΔT	13,5	13,7	13,9	14,2	14,4	14,6	14,9	15,1	15,3	15,6	16,0	16,5	16,9	17,4
Т н.в.	-20	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-33
T1	76,7	77,9	79,0	80,2	81,4	82,5	83,7	84,8	86,0	87,1	88,2	89,4	90,5	91,6
T2	58,8	59,6	60,3	61,0	61,7	62,4	63,1	63,8	64,5	65,2	65,9	66,5	67,3	67,9
T3	76,7	77,9	79,0	80,2	81,4	82,5	83,7	84,8	86,0	87,1	88,2	89,4	90,5	91,6
ΔT	17,9	18,3	18,7	19,2	19,7	20,1	20,6	21,0	21,5	21,9	22,3	22,9	23,2	23,7
Т н.в.	-34	-35	-36	Т н.в. - температура наружного воздуха, °C										
T1	92,8	93,9	95,0	T1 - температура теплоносителя в подающем трубопроводе на выходе с котельной, °C										
T2	68,6	69,3	70,0	T2 - температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °C										
T3	92,8	93,9	95,0	T3 - температура теплоносителя, поступающая в систему отопления абонента по схеме поставки прямой трубопровод, °C										
ΔT	24,2	24,6	25,0	ΔT - разность температур теплоносителя между подающим и обратным трубопроводами, °C										

Примечание: Температура теплоносителя поддерживается согласно графика при соблюдении договорных нагрузок на отопление, горячее водоснабжения и установок регулятора температуры на ГВС

И.о. главного инженера

Менеджер ТГ ПТО

Ковалев А.А.

Ильин А.А.

Рисунок 1.3.6.6 - График регулирования температуры сетевой воды от Котельной ООО ТК «Восток»



Утверждаю:
Управляющий отд.№11
ЗАО «Назаровское»

В.Н.Гришанин

Ориентировочный температурный график на отопительный сезон 2025г. –
2026г. 130/70 °С (со срезкой на 110 °С)

Температура наружного воздуха, t °С	Температура воды в трубопроводе подающем на выходе из котельной, °С
8	70,00
7	70,00
6	70,00
5	70,00
4	70,00
3	70,00
2	70,00
1	70,00
0	70,00
-1	70,00
-2	70,00
-3	70,18
-4	72,09
-5	73,99
-6	75,88
-7	77,77
-8	79,65
-9	81,52
-10	83,38
-11	85,24
-12	87,09
-13	88,93
-14	90,77
-15	92,60
-16	94,43
-17	96,25
-18	98,06
-19	99,87
-20	101,68
-21	103,48

-22	105,28
-23	107,07
-24	108,86
-25	110,00
-26	110,00
-27	110,00
-28	110,00
-29	110,00
-30	110,00
-31	110,00
-32	110,00'
-33	110,00
-34	110,00
-35	110,00
-36	110,00

Начальник котельной



Назмутдинов И.А.

Рисунок 1.3.6.7 - График регулирования температуры сетевой воды от Котельной ЗАО «Назаровское»

УТВЕРЖДАЮ:



Заместитель начальника КДТВ

Д.Р.Кизилев

04 2025 год

ГРАФИК

регулирования тепловой нагрузки в зависимости
от температуры наружного воздуха на кот. ст. Ачинск-2 ТЧР
на отопительный период 2025-2026 гг.

Температура наружного воздуха, °C	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °C	Температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °C
8	70	65
7	70	64
6	70	64
5	70	63
4	70	63
3	70	62
2	70	62
1	70	62
0	70	61
-1	70	61
-2	70	60
-3	70	60
-4	70	59
-5	70	59
-6	70	58
-7	70	58
-8	70	58
-9	70	57
-10	70	57
-11	70	56
-12	70	56
-13	70	55
-14	70	55
-15	71	55
-16	72	56
-17	73	57
-18	74	57
-19	76	58
-20	77	59
-21	78	59
-22	79	60
-23	80	61
-24	81	62
-25	83	62
-26	84	63
-27	85	64
-28	86	65
-29	87	65
-30	88	66
-31	89	67
-32	91	67
-33	92	68
-34	93	69
-35	94	69
-36	95	70

Рисунок 8.5.8 - График регулирования температуры сетевой воды от Котельной ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»

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

Основным источником теплоснабжения города является ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск», отпускающая тепло по температурному графику 150-70°C со срезкой на 100°C.

Температурный график 150-70°C со срезкой на 100°C рассчитан в диапазоне температур наружного воздуха от $T_{н.в.} = +8^{\circ}\text{C}$ до $T_{н.в.} = -41^{\circ}\text{C}$. В диапазоне температур от $+8^{\circ}\text{C}$ до -16°C , температура теплоносителя подается согласно температурному графику 150-70°C. При достижении температуры теплоносителя в подающем трубопроводе $T_1 = 100^{\circ}\text{C}$ при $T_{н.в.} = -16^{\circ}\text{C}$ и ниже температура внутреннего воздуха в помещениях собственников начинает снижаться.

Фактический температурный режим на базовый год актуализации регламентируется Приказом Минэнерго России от 24.03.2003 №115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок».

Отклонение среднесуточной температуры воды, поступившей в системы отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения, должно быть в пределах $\pm 3\%$ от установленного температурного графика.

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на $+5\%$.

Таким образом, температурный график является фактическим температурным режимом.

Фактический отпуск тепла производился в соответствии с утвержденными графиками отпуска тепла по всем источникам тепла.

Таблица 1.3.7.1 - Фактический отпуск тепла

№	Наименование источника	Отпуск тепла, Гкал/год	
1	Ачинская ТЭЦ (потребители ООО «Теплосеть»)	Выработка ТЭ	860 534,85
		Отпуск ТЭ в сеть	857 946,64
		Потери в сетях:	161 461,98
		Отпуск потребителям	696484,66
2	Котельная № 1	Выработка ТЭ	2002,53
		Отпуск ТЭ в сеть	1944,19
		Потери в сетях:	-171,88
		Отпуск потребителям	2116,07
3	Котельная №2	Выработка ТЭ	1164,34
		Отпуск ТЭ в сеть	1130,41
		Потери в сетях:	-255,23
		Отпуск потребителям	1385,64
4	Котельная №3	Выработка ТЭ	764,33
		Отпуск ТЭ в сеть	742,07
		Потери в сетях:	176,22
		Отпуск потребителям	565,85
5	Котельная №4	Выработка ТЭ	656,31
		Отпуск ТЭ в сеть	637,2
		Потери в сетях:	275,64
		Отпуск потребителям	361,56
6	Котельная №5	Выработка ТЭ	688,61
		Отпуск ТЭ в сеть	668,56
		Потери в сетях:	-69,22
		Отпуск потребителям	737,78
7	Котельная №6	Выработка ТЭ	56404,03
		Отпуск ТЭ в сеть	54761,2
		Потери в сетях:	4547,75
		Отпуск потребителям	50213,45

№	Наименование источника	Отпуск тепла, Гкал/год	
8	Котельная ООО ТК «Восток»	Выработка ТЭ	н/д
		Отпуск ТЭ в сеть	109975,66
		Потери в сетях ООО ТК «Восток»	305,9
		Потери в сетях ООО «Теплосеть»	5384,47
		Отпуск потребителям ООО ТК «Восток»	9892,61
		Отпуск потребителям ООО «Теплосеть»	94392,68
9	Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»	Выработка ТЭ	10656
		Отпуск ТЭ в сеть	10429
		Потери в сетях:	1920
		Отпуск потребителям	8509

1.3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы работы тепловых сетей в отопительный период, представлены в таблице ниже.

Таблица 1.3.8.1 - Гидравлические режимы работы тепловых сетей

Режим работы системы теплоснабжения						
№ п/п	Наименование потребителя	Период	Параметры с котельной на потребителей сетевой воды			
			Давление в трубопроводе, кгс/см ²		Расход сетевой воды, т/ч	
			подающем	обратном	подающем	обратном
ТЭЦ АО "РУСАЛ Ачинск"						
1.1	Магистральные теплосети: ТЭЦ-ГОРОД В работе трубопроводы прямой и обратной сетевой воды, 1 и 2 нитки	Отопительный	3,5-4,5	1,5-2,5	4650	3986
ТЭЦ АО "РУСАЛ Ачинск" через ПНС-1, 2						
2.1	ПНС-1 (АВАТУ)	Отопительный	1,2-2,5 вс, 5,8-7,0 нагн.	2,2-3,5 вс. 6,5-8,0 нагн.	2300-2600	2200-2800
2.2	ПНС-2 (ТК-17)	Отопительный	2,0-3,0 вс. 5,8-7,0 нагн.	3,4 вс. 5,0 нагн.	1500-2000	1000-1500
От котельной № 6 ООО "Теплосеть"						
3.1	Котельная № 6 ООО "Теплосеть" в г. Ачинск	Отопительный	5,9-6,5	4,0-4,4	750-870	740-860
От ЦТП ООО "Теплосеть"						
4.1	ПНС-II подъем (ПНС-3)	Отопительный	3,5-6,0 вс. 9,0-10,0 нагн.	3,0-5,0	580-680	400-550
4.2	Вход ЦТП	Отопительный	3,0-3,5	2,7-3,2	500-650	350-500
	Выход с ЦТП - всего, в т.ч.:		5,6-6,2	2,9-3,2	1200-1300	1085-1285
	Ввод 1 (3-й Привокзальный)		5,6-6,2	2,9-3,2	850-870	780-830
	Ввод 2 (4-й Привокзальный, МЖК)		5,6-6,2	2,9-3,2	420-500	355-455
От малых котельных Л. Толстого, М. Ивановка, М. Рудник, Дзержинского и Коминтерна						
5.1	Котельная № 1 ООО "Теплосеть" в г. Ачинск Л. Толстого (закр. ГВС)	Отопительный	3,5-4,5	1,5-2,5	31,2-57,0	31,0-56,8
5.2	Котельная № 2 ООО "Теплосеть" в г. Ачинск М. Ивановка (без ГВС)	Отопительный	3,5-4,5	1,5-2,5	12,88-15,88	12,08-15,08
5.3	Котельная № 3 ООО "Теплосеть" в г. Ачинск М. Рудник (без ГВС)	Отопительный	3,5-4,5	2,0-3,0	21,66-34,51	21,6-34,45
5.4	Котельная № 4 ООО "Теплосеть"	Отопительный	3,0-4,0	0,2-0,5	4,56-6,56	4,5-6,5

Режим работы системы теплоснабжения						
№ п/п	Наименование потребителя	Период	Параметры с котельной на потребителей сетевой воды			
			Давление в трубопроводе, кгс/см ²		Расход сетевой воды, т/ч	
			подающем	обратном	подающем	обратном
	в г. Ачинск Дзержинского (без ГВС)					
5.5	Котельная № 5 ООО "Теплосеть" в г. Ачинск Коминтерна (закр. ГВС)	Отопительный	2,5-3,5	1,5-2,5	9,08-10,08	9,0-10,0
От котельной ЗАО "Назаровское" до ЦТП ООО "Теплосеть"						
6.1	Котельная ЗАО "Назаровское" - ЦТП ООО "Теплосеть"	Отопительный	6,0	3,0	330	330
От котельной ООО ТК «Восток»						
7.1	Котельная ООО ТК «Восток» - ООО "Теплосеть" Ввод 1	Отопительный	3,0-2,5	2,8-2,0	60-80	55-75
7.2	Ввод 2 на границе раздела у МБОУ «Средняя школа № 13	Отопительный	4,0-3,0	2,5-2,0	25-80	25-75
7.3	Ввод 2 на границе раздела у жилого дома ул. Манкевича	Отопительный	4,0-3,0	2,5-2,0	10-40	5-35
7.4	Ввод 2 на границе раздела у жилого дома пер. Ким, 20	Отопительный	4,0-3,0	2,5-2,0	5-25	3-20
7.5	Ввод 2 на границе раздела ул. Манкевича, 18	Отопительный	4,0-3,0	2,5-2,0	3,5-10,5	3,3-10,3
7.6	Ввод 2 на границе раздела ул. Манкевича, 20	Отопительный	4,0-3,0	2,5-2,0	3,5-10,5	3,3-10,3
От котельной ОАО «РЖД»						
8.1	Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2	Отопительный	6	н/д	127	н/д



Рисунок 1.3.8.1 - Путь пьезометрического графика от ТЭЦ от ЦТП



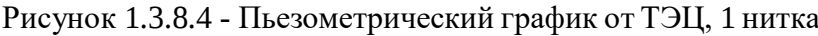




Рисунок 1.3.8.9 - Путь пьезометрического графика от котельной №1



Рисунок 1.3.8.10 - Пьезометрический график от котельной №1

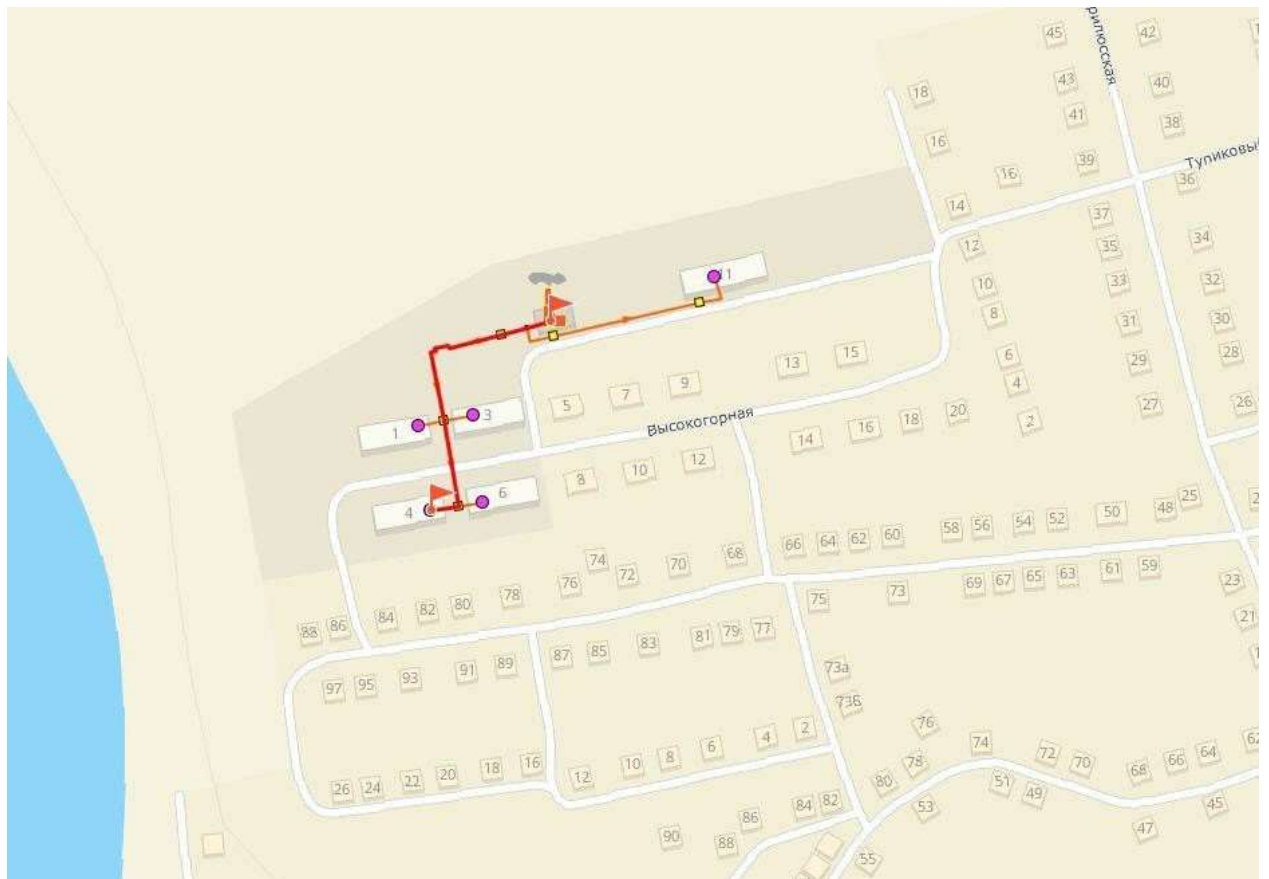


Рисунок 1.3.8.11 - Путь пьезометрического графика от Котельной №2

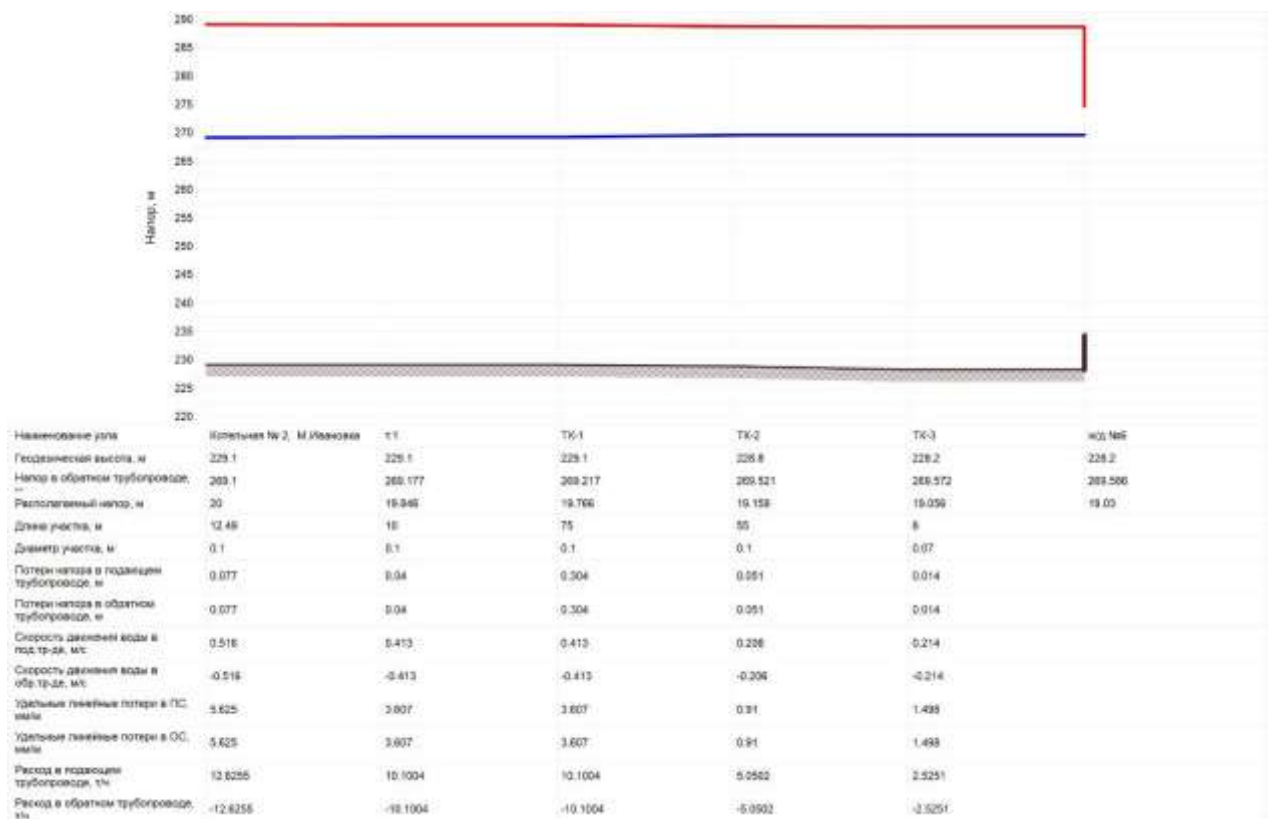


Рисунок 1.3.8.12 - Пьезометрический график от Котельной №2

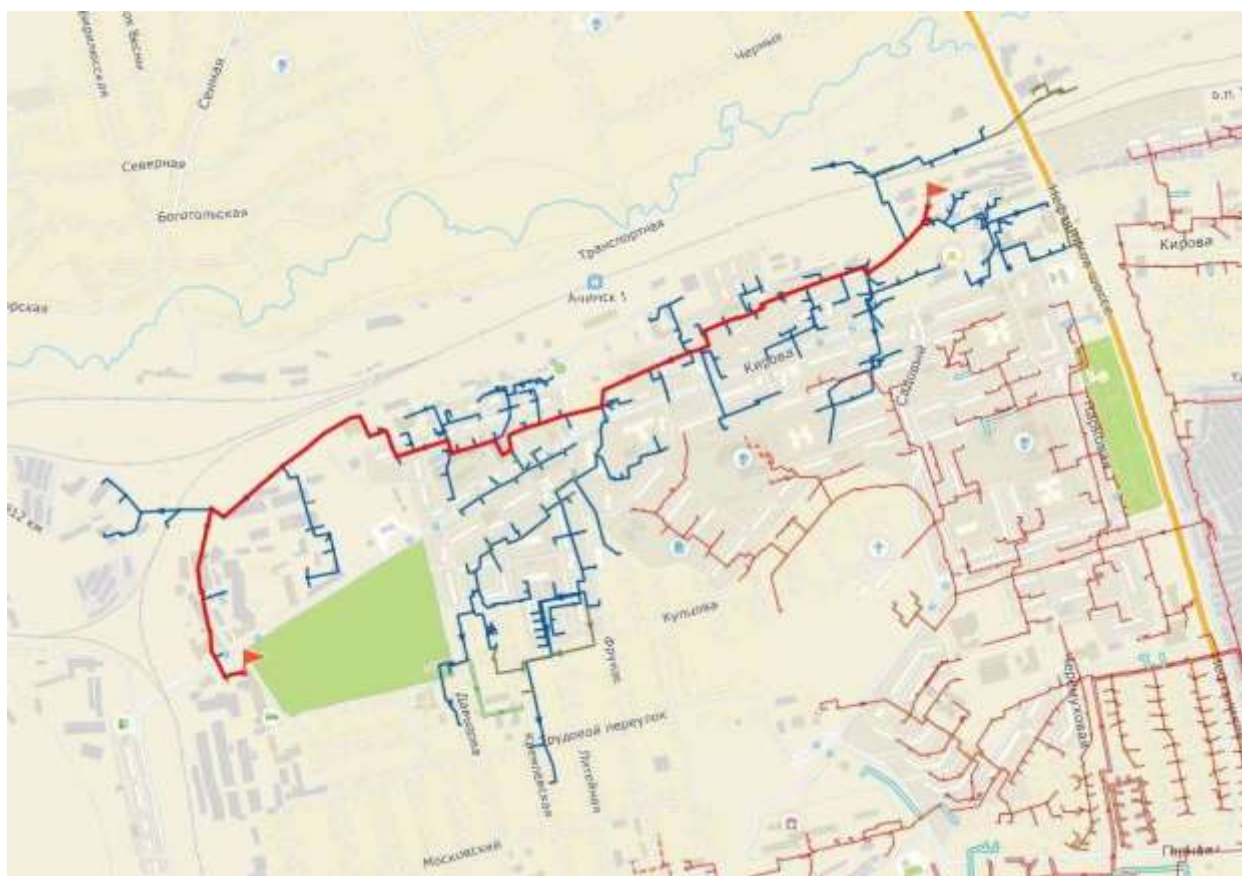


Рисунок 1.3.8.15 - Путь пьезометрического графика от Котельной №6

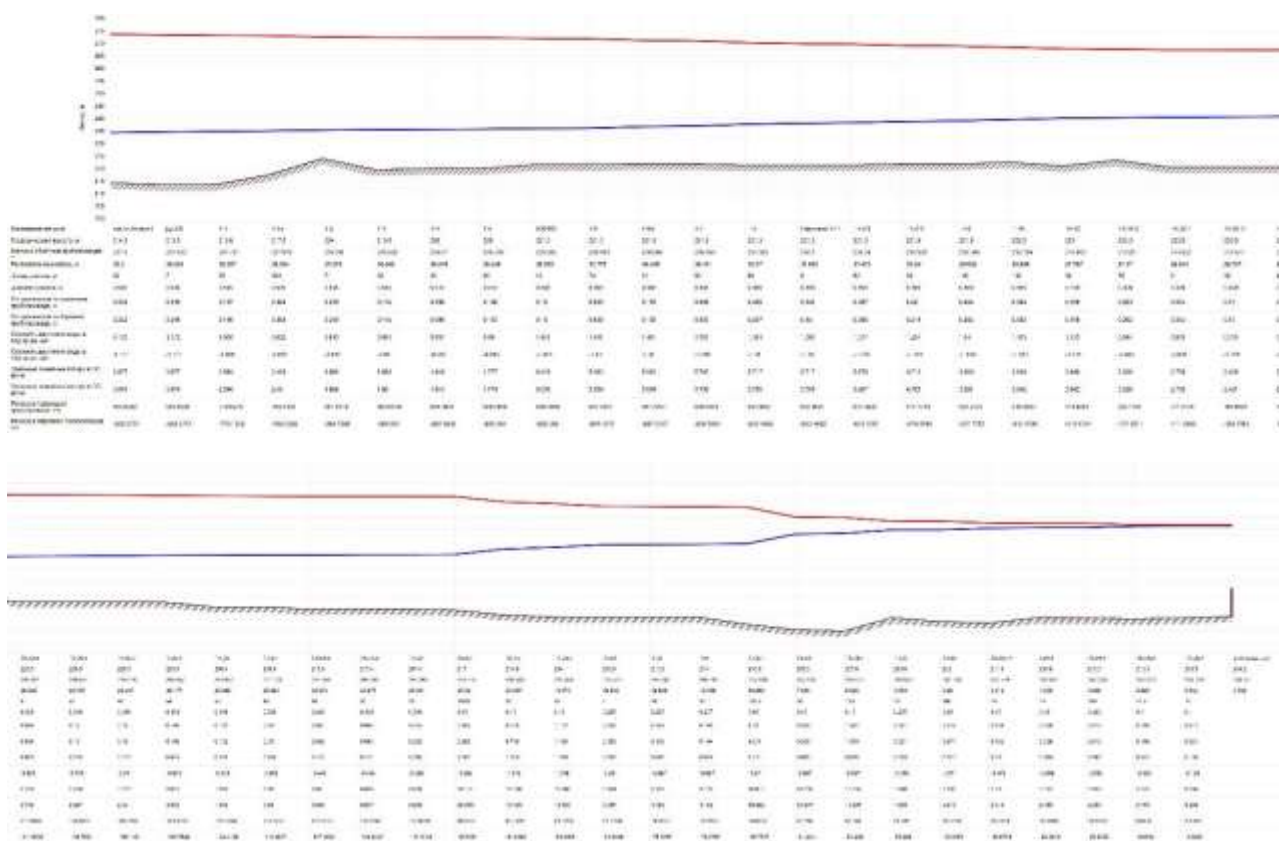


Рисунок 1.3.8.16 - Пьезометрический график от Котельной №6



Рисунок 1.3.8.19 - Путь пьезометрического графика от Котельной ОАО «РЖД»

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

В 2024 г. отказов и аварий на тепловых сетях от источников тепловой энергии ООО «Теплосеть», ООО ТК «Восток» и ОАО «РЖД» зафиксировано не было.

Таблица 1.3.9.1 – Отказы на тепловых сетях ООО «Теплосеть» от ТЭЦ АО «Русал Ачинск» в 2022 г.

№	Отключение		Включение		время простоя оборудования, ч., мин	время перерыва теплоснабжения, ч., мин	время восстановления параметров, ч.,мин.	Оборудование	Причины отключения
	Дата	Время	Дата	Время					
2022									
1	18.03.2022	04-00	18.03.2022	04-00	13-00	0	13-00	тепловая сеть Вп Ду-700 мм в районе школы№11 ул. 40 летВЛКСМ	повреждение, износ участка сети
2	10.04.2022	04-00	10.04.2022	19-15	15-10	0	15-10	тепловая сеть Вп Ду-700 мм в районе жилого дома № 18а по ул. 40 летВЛКСМ	повреждение, износ участка сети
3	05.10.2022	06-45	05.10.2022	17-50	11-05	0	11-05	тепловая сеть Вп Ду-700 мм врайоне ТК-19а поул. Декабристов	повреждение, износ участка сети
4	26.10.2022	07-45	27.10.2022	03-05	11-45	0	11-45	тепловая сеть ВпДу-500 мм в районе от ш.Нефтяников доТК-26	повреждение, износ участка сети
5	01.11.2022	09-10	01.11.2022	22-10	13-00	0	13-00	тепловая сеть Вп Ду-500 мм между Т-4 и СК "Скан"	повреждение, износ участка сети

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

Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановления работоспособности тепловых сетей представлены в таблице 1.3.9.1.

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

К процедурам диагностики тепловых сетей, относятся:

- испытания трубопроводов на плотность и прочность;
- замеры показаний индикаторов скорости коррозии, устанавливаемых в наиболее характерных точках.
- замеры потенциалов трубопровода, для выявления мест наличия электрохимической коррозии.
- диагностика металлов.

На основании результатов диагностики, анализа статистики повреждений, срока службы и результатов гидравлических испытаний трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участков тепловых сетей в планы капитальных ремонтов.

Капитальный ремонт включает в себя полную замену трубопровода и частичную замену строительных конструкций. Планирование капитальных ремонтов производится по критериям:

- количества дефектов на участке трубопровода в отопительный период и межотопительный, в результате гидравлических испытаний тепловой сети на плотность и прочность;
- результатов диагностики тепловых сетей;
- объема последствий в результате вынужденного отключения участка;
- срок эксплуатации трубопровода.

В целях организации мониторинга за состоянием оборудования тепловых сетей применяются следующие виды диагностики:

Эксплуатационные испытания:

Гидравлические испытания на плотность и механическую прочность – проводятся ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. Испытания проводятся согласно требованиям ПТЭ электрических станций и сетей РФ и ФНП ОРПД. По результатам испытаний выявляются дефектные участки, не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения. По результатам дефектации определяется объем ремонта.

Испытания водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя - проводятся с периодичностью установленной главным инженером организации обслуживающие тепловые сети (1 раз в 2 года) с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (РД 153.34.1-20.329-2001). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются актом, в котором указываются необходимые мероприятия по устранению выявленных нарушений

в работе оборудования. Нарушения, которые возможно устранить в процессе эксплуатации устраняются в оперативном порядке. Остальные нарушения в работе оборудования тепловых сетей включаются в план ремонта на текущий год.

Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери – проводятся с периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери (РД 34.20.519-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплоснабжения.

Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях – проводятся 1 раз в 5 лет с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий и график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению, связанных с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках подверженных затоплению и т.д.

Регламентные работы:

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

Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии - проводится с целью определения скорости коррозии внутренних поверхностей трубопроводов тепловых сетей с помощью индикаторов коррозии. Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии производится в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях (РД 153-34.1-17.465-00). На основании обработки результатов лабораторных анализов определяется скорость внутренней коррозии мм/год и делается заключение об агрессивности сетевой воды. На участках тепловых сетей, где выявлена сильная или аварийная коррозия проводится обследование с целью определения мест, вызывающих рост концентрации растворенных в воде газов (подсосы) с последующим устранением. Проводится анализ качества подготовки подпиточной воды.

Техническое освидетельствование – проводится в части наружного осмотра, гидравлических испытаний и технического диагностирования:

- наружный осмотр - ежегодно;
- гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после монтажа или ремонта, связанного со сваркой;
- техническое диагностирование - по истечении назначенного срока службы (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, механические испытания).

Техническое освидетельствование проводится в соответствии с Типовой инструкцией по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации (РД 153-34.0-20.522-99). Результаты технического освидетельствования заносятся в паспорт тепловой сети. На основании результатов технического освидетельствования разрабатывается план мероприятий по приведению оборудования тепловых сетей в нормативное состояние.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов:

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

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

Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

1.3.12 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний тепловых сетей

Ремонтные работы на тепловых сетях в летний период выполняются согласно планируемым работам производственной программы с привязкой к положению о планово-предупредительном ремонте.

Целью испытаний тепловых сетей:

- проверка работы и выявление дефектов тепловых сетей или их оборудования при наиболее напряженных гидравлических и тепловых режимах;
- определение технических характеристик, необходимых для нормирования показателей тепловых сетей и отдельных объектов, а также для разработки рациональных режимов работы СЦТ;
- контроль фактических технических показателей состояния и режимов работы тепловой сети и элементов её оборудования, выяснение причины их отклонения от расчётных или установленных ранее опытных значений.

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

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями от 1 февраля 2010 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся

потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
 - потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;
- 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.

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.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

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.

Нормативы технологических потерь при передаче теплоносителя и тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

Таблица 1.3.13.1 - Технологические потери

№	Наименование источника	Технологические потери при передаче тепловой энергии, Гкал	Нормативные потери теплоносителя, м3
1	ООО «Теплосеть»	201515,20	568447,5
2	ООО ТК «Восток»	6670,0	2067,0

1.3.14 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Таблица 1.3.14.1 - Нормативные и фактические потери в тепловых сетях ООО «Теплосеть», тыс. Гкал

№	Наименование	2021	2022	2023	2024
1.	Нормативные потери тепловой энергии в сети, тыс. Гкал	206,842	206,842	206,842	193,24
1.1.	то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	20,07	20,07	20,07	19,90
2.	Фактические потери тепловой энергии в сети, тыс. Гкал	245,507	193,080	195,633	170,324
2.1.	то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	21,68	22,78	19,41	20,558

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей отсутствуют.

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

Подача тепла потребителям от ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» производится по двум магистральным и квартальным сетям подземной и надземной прокладки. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. Горячее водоснабжение осуществляется по закрытой и открытой схемам. В том числе есть потребители, подключенные по обратному трубопроводу. Схемы подключения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям от ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» представлены на рисунках ниже.

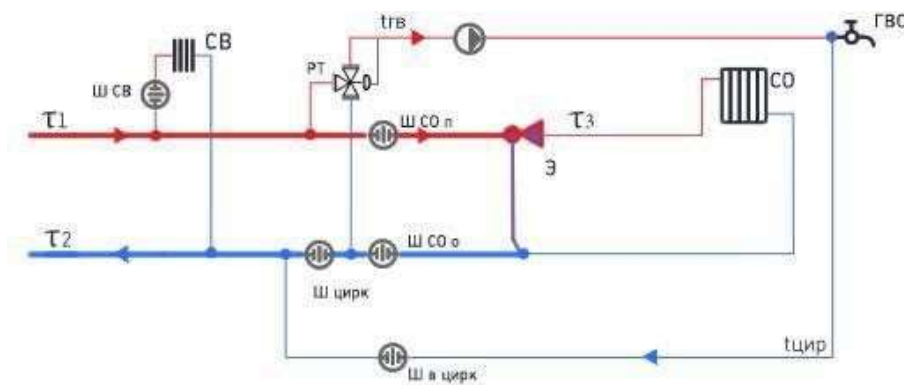


Рисунок 1.3.16.1 - Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением СО

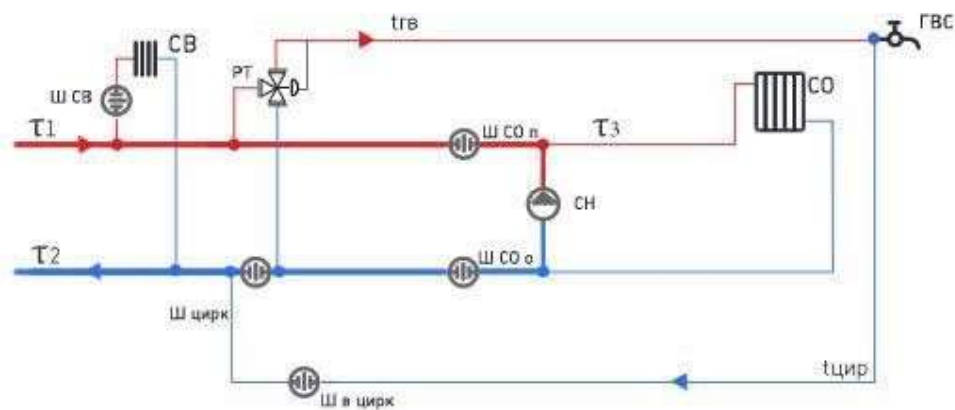


Рисунок 1.3.16.2 - Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО (насос на перемычке)

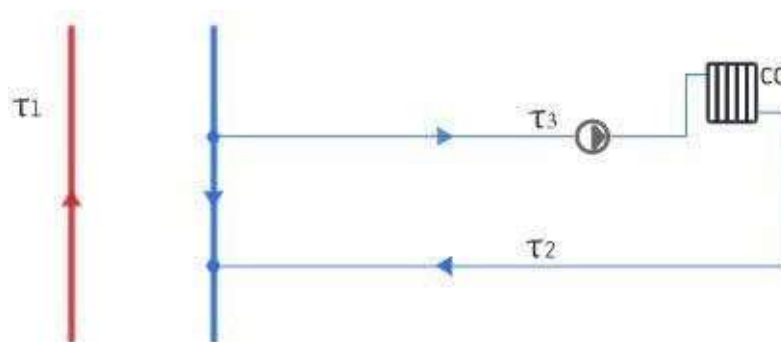


Рисунок 1.3.16.3 - Подключение потребителя к обратному трубопроводу

Система теплоснабжения от котельных №1,2,3,5,6 – двухтрубная, закрытая. Схемы подключения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям котельных представлены на рисунке 1.3.16.4.

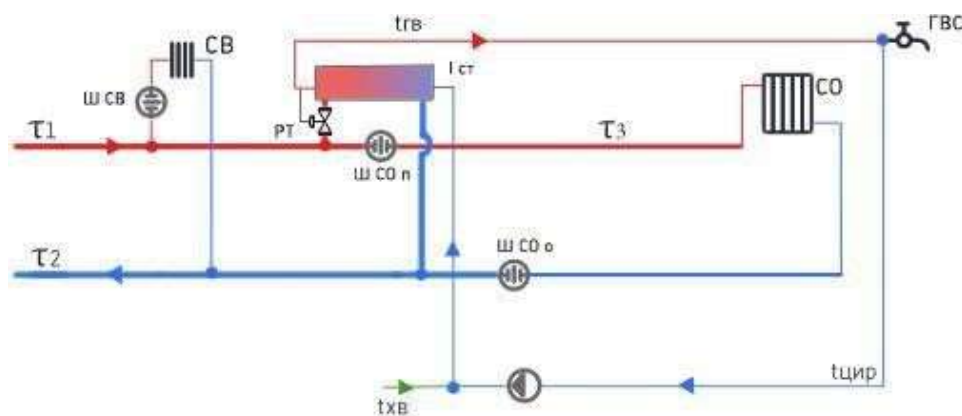


Рисунок 1.3.16.4 - Потребитель с параллельным подключением подогревателя ГВС и непосредственным присоединением СО

Транспорт тепловой энергии от котельной №4 до потребителей осуществляется через двухтрубные тепловые сети по тупиковой схеме. Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение у

потребителей не осуществляется.

Присоединение потребителей к тепловым сетям от котельной ООО «ТК Восток» выполнено по зависимой схеме. При этом горячее водоснабжение потребителей осуществляется по открытой схеме.

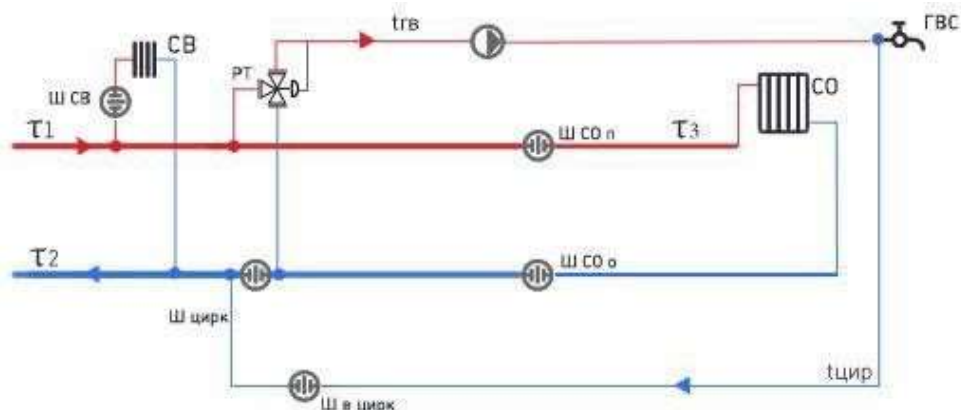


Рисунок 1.3.16.5 - Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО

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

Данными об установке приборов учета тепловой энергии у потребителей ООО «Теплосеть» представлены таблице 1.3.17.1.

Таблица 1.3.17.1 - Обеспеченность приборами учета потребителей ООО «Теплосеть»

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
ТЭЦ АО "РУСАЛ Ачинск" и ЦТП		
Лапенкова, 17а - ОВЛ	бюджет	ПУ
м-н 5, стр.51 - Центр здоровья. полик+хирург+пищебл	бюджет	ПУ
м-н 5, стр. 51 - адм+д/инф+рем+морг	бюджет	ПУ
м-н 5, стр. 51 - терапевт. корп.	бюджет	ПУ
м-н 5, стр. 44 - глазная больница	бюджет	ПУ
Пионерский, 32 - травма	бюджет	расчетный
Пионерский, 32 - адм.корп. ВКТ	бюджет	ПУ
НПЗ - инфекц+пищебл.	бюджет	расчетный
НПЗ - корп. А-№1, пер. Новосибирский, 71	бюджет	ПУ
НПЗ - корп. А-№2, пер. Новосибирский, 71	бюджет	ПУ
НПЗ - поликлиника, пер. Новосибирский, 71	бюджет	расчетный
Патушинского, 10 - ГП № 1	бюджет	ПУ
Суркова, 23 и 25 - скорая помощь	бюджет	ПУ
Суркова - гаражи 7,8	бюджет	расчетный
Буторина, 9	бюджет	ПУ
прач.цех	бюджет	ПУ
Ленина, 14А	бюджет	расчетный
детская больница	бюджет	ПУ
Роддом	бюджет	ПУ
Консультация	бюджет	ПУ
м-он 1, стр. 52	бюджет	ПУ
(взрослое отд.) (ул. Чкалова, 26)	бюджет	ПУ
(детское отд.) (ул. Чкалова, 26)	бюджет	ПУ

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
ул.40 лет ВЛКСМ	бюджет	ПУ
ул.Гагарина,6	бюджет	ПУ
гараж по ул.Гагарина, 6	бюджет	ПУ
ул. Лебеденко, 4	бюджет	ПУ
ул. Лебеденко, 4	бюджет	ПУ
(стационар) ул.Карла Маркса, 3	бюджет	ПУ
(диспансер / поликлиника) ул.Карла Маркса, 2	бюджет	ПУ
пер. Новосибирский, 71	бюджет	ПУ
пер. Новосибирский, 71 лаборатория, пристройка	бюджет	расчетный
ул. Культуры, 2А	бюджет	ПУ
Авиатор, 45а	бюджет	ПУ
ул. Л. Толстого, 23	бюджет	ПУ
3-й Привокзальный, 18А	бюджет	ПУ
м-он Авиатор, стр. 13	бюджет	ПУ
м-он 8, зд. 22	бюджет	ПУ
ЮВР, стр. 25А	бюджет	ПУ
(дет.сад) ул. Калинина, 12	бюджет	ПУ
(пристройка) (ул. Калинина, 12)	бюджет	ПУ
(прачечная) (ул. Калинина, 12)	бюджет	ПУ
ул. Лебеденко, 13	бюджет	ПУ
(прачечн.) (ул. Лебеденко, 13)	бюджет	ПУ
(прибор 1) (м-он 6, стр. 17)	бюджет	ПУ
(прибор 2) (м-он 6, стр. 17)	бюджет	ПУ
м-н 2, с. 28	бюджет	ПУ
4-й Привокзальный, 11	бюджет	ПУ
м-он 1, стр. 53	бюджет	ПУ
ул. Коммунистическая, 38	бюджет	ПУ
3-й Привокзальный, 26	бюджет	ПУ
м-он 4, стр. 27	бюджет	ПУ
м-он 2, стр. 33	бюджет	ПУ
м-н 4,стр. 28	бюджет	ПУ
м-он 4, стр. 26	бюджет	ПУ
ул. Гагарина, 12А	бюджет	ПУ
м-он 5, стр. 23	бюджет	ПУ
м-он 3, стр. 17	бюджет	ПУ
м-он 6, стр. 16	бюджет	ПУ
м-он 5, стр. 52	бюджет	ПУ
ул. Декабристов, 42Г	бюджет	ПУ
кв-л 7Б, стр.12	бюджет	ПУ
м-он 7, стр. 12	бюджет	ПУ
ул. Дзержинского, 3	бюджет	ПУ
ЮВР, стр. 13А	бюджет	ПУ
м-он 9, стр. 7А	бюджет	ПУ
м-он 3, стр. 32А	бюджет	ПУ
3-й Привокзальный, стр. 5	бюджет	ПУ
кв-л 24, стр. 13	бюджет	ПУ
ЮВР, стр. 43	бюджет	ПУ
ЮВР, стр. 49	бюджет	ПУ
3-й Привокзальный, зд. 17Б	бюджет	ПУ
м-он 4, стр. 30	бюджет	ПУ
ул. Ленина, стр. 12	бюджет	ПУ
м-он 3, стр. 40	бюджет	ПУ
м-он 7,стр. 16	бюджет	ПУ
м-он 6,стр. 18	бюджет	ПУ
м-он 2, стр. 17	бюджет	ПУ
ул. Калинина, стр. 8А	бюджет	ПУ
ул. Калинина, стр. 15	бюджет	ПУ
м-он 5, стр. 15	бюджет	ПУ
ЮВР, стр. 10А	бюджет	ПУ
м-он 1, стр. 54	бюджет	ПУ

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
(основная) (3 Привок., 36А)	бюджет	ПУ
(блок 6-ти леток) (3 Привок., 36А)	бюджет	ПУ
Кр.Пожарника, 2 гороно	бюджет	ПУ
Кр.Пожарника, 2 метод.отдел	бюджет	расчетный
Кр.Пожарника, 2 гараж	бюджет	расчетный
Партизанская, 35 отдел соц.культуры	бюджет	расчетный
Дзержинского, 14 рем.уч	бюджет	расчетный
м-он 5, стр. 14	бюджет	ПУ
ул. Калинина, 22	бюджет	ПУ
Кр.Октября, 34	бюджет	ПУ
кв-л 28,стр. 3А	бюджет	ПУ
Кр.Пожарника,1	бюджет	ПУ
ул.Комсомольская, 7	бюджет	ПУ
ул.Свердлова, 17	бюджет	ПУ
ул.Назарова, 28а, 1 этаж	бюджет	ПУ
ул.Назарова, 28а, 2 этаж	бюджет	ПУ
(Назарова 28А) S=37,8 приставы	бюджет	ПУ
ул. Кравченко, 30 ("Нептун", бассейн+зал тяж.атлетики)	бюджет	ПУ
ул. Кравченко, 30 ("Атлет")	бюджет	ПУ
ул. Кравченко, 30 (гаражи -хоз.блок)	бюджет	ПУ
ул. Декабристов, 29 (стадион "Строитель")	бюджет	ПУ
стадион "Нефтяник", 4 Привокзальный, 11Б	бюджет	ПУ
Каток ул.Кравченко, 23а	бюджет	ПУ
Каток ул.Кравченко, 23а	бюджет	ПУ
ул. Кравченко, 30 легкоатлетический манеж	бюджет	ПУ
Кравченко, 30 зал борьбы "Олимп"	бюджет	ПУ
м-он 2, стр. 29	бюджет	расчетный
ул. Крупской, 22	бюджет	ПУ
ул. Гагарина, стр. 20	бюджет	расчетный
пр. Лапенкова, 9	бюджет	расчетный
Авиатор, стр.73	бюджет	ПУ
м-он 7, стр. 13А	бюджет	ПУ
ул. Кирова, 52А	бюджет	ПУ
стар.здан Ленина, 20А	бюджет	ПУ
нов.здан, Ленина, 20	бюджет	ПУ
Ленина, 18, 2-й этаж	бюджет	ПУ
ЮВР,17	бюджет	ПУ
Ленина, 18	бюджет	ПУ
гараж ул.Ленина, 14	бюджет	расчетный
3 мкр-н, ДК	бюджет	ПУ
м-он 3, стр. 38	бюджет	ПУ
м-он 3, стр. 38 бывш Эдем+	бюджет	ПУ
ул. Ленина, 24	бюджет	ПУ
Назарова, 28А-36	бюджет	ПУ
Назарова, 28а	бюджет	ПУ
Назарова, 28а опека	бюджет	ПУ
Назарова, 28а-пом.33	бюджет	ПУ
ул. Назарова, 28а	бюджет	ПУ
ул. Назарова, 28А	бюджет	ПУ
ул.Назарова, 28А	бюджет	ПУ
ул.Назарова, 28А	бюджет	ПУ
ул. Назарова, 28А	бюджет	ПУ
ул. Назарова, 28А, пом. 35	бюджет	ПУ
м-он 7, стр. 28Б	бюджет	расчетный
ул.Назарова, 28б хоз.блок	бюджет	расчетный
ул.Суркова, 27, строение 1, пом.5 - ГАРАЖНЫЙ БОКС	бюджет	расчетный
ул.Назарова, 28А	бюджет	расчетный
ул.Назарова, 28А	бюджет	ПУ

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
3-й Привокзальный, стр. 32А	бюджет	ПУ
ул. Манкевича, 50	бюджет	ПУ
ул.Манкевича, 48, основ.здание	бюджет	ПУ
ул. Дзержинского, 31	бюджет	ПУ
ул.Манкевича, 44	бюджет	ПУ
(стар.кор.) (ЮВР, 7А)	бюджет	ПУ
(нов.кор.)	бюджет	ПУ
м-он 3, стр. 21	бюджет	ПУ
ул. Ленина, 24 А,Б	бюджет	ПУ
гараж ул.Кравченко, стр.30, корп.4	бюджет	ПУ
ул. Пузановой, 38	бюджет	ПУ
ул.Суркова, д. 27, корп.1, пом.1 и пом.6 - гаражи	бюджет	расчетный
Гагарина, 24	бюджет	ПУ
(гараж)	бюджет	ПУ
ул.Ленина, стр.24	бюджет	ПУ
пр.Лапенкова, 3	бюджет	ПУ
ул.Дружбы Народов,15	бюджет	ПУ
ул. Свердлова - 51 УК	бюджет	ПУ
ул. Свердлова - 57 стол.	бюджет	ПУ
ул. Свердлова- 44 общ.	бюджет	ПУ
ул. Свердлова- 58 клуб	бюджет	ПУ
ул. Свердлова - 50 вещ.склад	бюджет	ПУ
ул. Свердлова- 56 прод.склад	бюджет	ПУ
ул. Л. Толстого, 26	бюджет	ПУ
ул. Л. Толстого, 26 а	бюджет	ПУ
ул. Дзержинского, 9	бюджет	ПУ
ул. Ленина, 10 (учеб.кор. №1)	бюджет	ПУ
ул. Ленина, 10 (общежитие)	бюджет	ПУ
ул. Ленина, 10 (учеб.кор. №2)	бюджет	ПУ
(учебный корпус) ул. Дружбы Народов, 8	бюджет	ПУ
(общежитие) ул. дружбы Народов, 5	бюджет	ПУ
ул. Трудовых резервов, 5 (АППК - УК № 1)	бюджет	ПУ
ул. Трудовых резервов, 5 (АППК - УК № 2)	бюджет	ПУ
ул. Трудовых резервов, 5 (АППК - столовая)	бюджет	ПУ
ул. Трудовых резервов, 5 (АППК - общежитие)	бюджет	ПУ
ул. Трудовых резервов, 5 (АППК - СХМ)	бюджет	ПУ
ул. Трудовых резервов, 5 (АППК - ТК)	бюджет	ПУ
ул. Кравченко, 34 (ПЛ № 40 УК+общ.)	бюджет	ПУ
ул. Кравченко, 34 (ПЛ № 40 - мастерские)	бюджет	ПУ
(Автошкола м-он 3, стр. 21)	бюджет	ПУ
ул. Гагарина, 20 (ПЛ № 8)	бюджет	ПУ
ул.Декабристов, 33	бюджет	ПУ
ул.Декабристов, 42Б+42Д	бюджет	ПУ
ул. Декабристов, 33а (гараж 1-7)	бюджет	расчетный
ул.Гагарина, 27 (Политехникум - учебный корпус)	бюджет	ПУ
ул. Гагарина, 27 (Политехникум - производственный корпус + гараж)	бюджет	ПУ
ул. Гагарина, 22 (ПЛ №46 - учеб.корпус+мастерские+гараж)	бюджет	ПУ
(МТГ - общежитие)	бюджет	ПУ
ул.Тарутинская, 4	бюджет	ПУ
гараж ул.Тарутинская, 4	бюджет	ПУ
ул. Л.Толстого, 15	бюджет	ПУ
3-й Привокзальный, 35а	бюджет	ПУ
Адм.здание, ул.Гагарина, 34	бюджет	ПУ
гаражи, ул.Гагарина, 34	бюджет	ПУ
вольеры, ул.Гагарина, 34	бюджет	ПУ
Чкалова, 14	бюджет	ПУ
гаражи мкр-он Авиатор, 33	бюджет	ПУ
Свердлова, 21	бюджет	расчетный

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
Свердлова, 2	бюджет	ПУ
ул. Декабристов, 56	бюджет	ПУ
Свердлова, 21	бюджет	ПУ
Гараж ул. Красного Октября, 14	бюджет	ПУ
Партизанская, 22	бюджет	расчетный
Авиатор, 34	бюджет	ПУ
ул. Назарова, 28Б	бюджет	ПУ
Ачинский гор.суд гараж, м-он 7	бюджет	расчетный
Дзержинского, 4	бюджет	ПУ
м-он 3, стр. 21	бюджет	ПУ
ул. Л. Толстого, 23	бюджет	ПУ
ул. Чкалова, 14, пом. 2	бюджет	ПУ
м-он 3, стр. 21 пом. 3	бюджет	расчетный
(ул.Тракторная, 17 (в/г №5, КТП и ПТО, гаражи)	бюджет	ПУ
Свердлова, 30 военкомат	бюджет	ПУ
военкомат гараж	бюджет	ПУ
ул.Гагарина, 8	бюджет	расчетный
м-он 6, дом 19	население	ПУ
4-Привокзальный, дом. 8, 8а, 16, 17	население	ПУ
3-11; 8-11; 8-21; Строителей, 19	население	ПУ
1-44а; 4-4а; кв-л 28 - 48 б	население	ПУ
3-15; 7-13; 7-15; 7-28а; 8-2; 8-7; 8-13; 8-16; 9-21; кв-л 28-12; Калинина, 24; Мира-5, 9; Авиатор-24, 25, 26, 27; Ленина-117; Набережная, 30	население	ПУ
5-Привокзальный, 7А, 7Б	население	ПУ
ул. Декабристов, 44; кв-л 25-9; 40 лет ВЛКСМ, 16, Индустриальная, 14	население	ПУ
ул. Назарова, 28А	прочие	ПУ
ул. Назарова, 28А	прочие	ПУ
ул. Назарова, 28А	прочие	ПУ
ул. Назарова, 28А	прочие	ПУ
ул. Назарова, 28А	прочие	ПУ
ул. Назарова, 28А	прочие	ПУ
ул. Назарова, 28 Б	прочие	расчетный
ЮПЗ, кв. 1, стр. 9	прочие	ПУ
Кравченко 31, ДЭПО, гаражи	прочие	ПУ
Кравченко 31, центр.диспетчерская	прочие	ПУ
ул. Орджоникидзе, 1 (конечн.Сибирь)	прочие	ПУ
ул. Кравченко, 33	прочие	ПУ
Промбаза - 3 (УММ-15)	прочие	ПУ
Промбаза - 3 УПТК (ФМТСиК)	прочие	ПУ
ул. Кравченко, 9	прочие	ПУ
ул. Воеводы Тухачевского, 11	прочие	ПУ
Авиатор, 39	прочие	ПУ
ул. Карла Маркса, стр. 1	прочие	ПУ
Промплощадка АГК, Депо путевых машин	прочие	ПУ
Промплощадка АГК (Локомотивное депо)	прочие	ПУ
ЮПЗ, кв-л XIII, стр. 3А	прочие	ПУ
промплощадка СУ-ТЭЦ	прочие	расчетный
масетрские 40лет ВЛКСМ	прочие	ПУ
гаражи ул.Кирова, 83	прочие	ПУ
"Здравница", пер Новосибирский, 71	прочие	ПУ
(АБК) Таругинская, 4	прочие	ПУ
(гараж, склад) Таругинская, 4а	прочие	ПУ
ул. Кирова, 3	прочие	ПУ
спорткомплекс, ул. Др. Народов, 14	прочие	ПУ
бассейн, ул. Др. Народов, 14	прочие	ПУ
(пекарня "Нива") (3-й Привокз., д. 17А)	прочие	ПУ
(ТК "ЛУЧ") (3-й Привокзальный, д. 12А)	прочие	ПУ
ул.Кирова, 40а	прочие	ПУ

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
м-он 2, стр. 31	прочие	ПУ
м-он 5, стр. 50	прочие	ПУ
ул. Манкевича, 37	прочие	ПУ
м-он 8, стр. 6	прочие	ПУ
м-он 3, стр. 39	прочие	ПУ
3-й Привокзальный, стр. 40	прочие	ПУ
шоссе Нефтянников, 4	прочие	расчетный
ул. Держинского, 4	прочие	ПУ
ЮВР, 18	прочие	ПУ
ул.Пузановой, 31	прочие	ПУ
1 микрорайон, 43	прочие	ПУ
ул. Карла Маркса, 21	прочие	расчетный
церковь м-он "Авиатор"	прочие	расчетный
дом Строителей,31	прочие	ПУ
("Торгово-развлекательный центр", м-он 3, уч. №9А)	прочие	ПУ
ул. 30 лет ВЛКСМ, 21	прочие	расчетный
ул. Кравченко, 30А	прочие	ПУ
(аптека и маг.) (м-он 7, стр. 4а)	прочие	ПУ
(гостиница "Аркада") (ул. Декабристов, 31)	прочие	ПУ
пр.Авиаторов, 2	прочие	ПУ
м-он 3, стр. 39	прочие	ПУ
(Фортуна 1) (м-он-3, стр. 30а)	прочие	ПУ
(Фортуна 2) (м-он 3, стр. 30б)	прочие	ПУ
ул. Лазо, стр. 6	прочие	ПУ
(бар "Б-52") (кв-л 25, стр. 8)	прочие	ПУ
(маг. "Сапфир") (м-он 1, стр. 30А)	прочие	ПУ
(маг. "Евродом") (м-он 3, стр. 20)	прочие	ПУ
(пер. Пионерский, 2)	прочие	ПУ
("Семь чудес", м-он 7, 4А)	прочие	ПУ
(маг."Космос") (ул. Декабристов, 24)	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 45	прочие	ПУ
пер. Теплятский, 1а	прочие	ПУ
ул. Калинина, 2б	прочие	ПУ
пр. Лапенкова, г/о № 21, бокс № 621	прочие	ПУ
маг. "Империя" ул. Гагарина, 14	прочие	ПУ
ул. Кр. Пожарника, 4А	прочие	ПУ
Автомастерская ул. Л.Толстого, 12	прочие	ПУ
Торговый комплекс, ул. Профсоюзная, 3А	прочие	ПУ
г/о № 16, боксы №№ 410; 412	прочие	ПУ
м-он 7, стр. 7А	прочие	ПУ
"Кедр", стол.мастерская, Авиатор, 48	прочие	ПУ
ул. Профсоюзная ,7	прочие	ПУ
Маг., ЮВР, 51а	прочие	ПУ
Кафе "Европа", ул.Манкевича, 37	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 51	прочие	ПУ
ул. 40 лет ВЛКСМ, 15	прочие	ПУ
кафе, м-он 4, стр. 41	прочие	ПУ
м-он 2, стр. 15	прочие	расчетный
ул. Комсомольская,10 "мебель"	прочие	ПУ
м-он 4, стр. 1А	прочие	ПУ
м-он 2, стр. 25а	прочие	ПУ
маг."Ледяной городок", ул. Культуры, 1А	прочие	расчетный
цех, 25 кв-л, стр. 4"а"	прочие	ПУ
офис, 5 мкр-он, стр.38а	прочие	ПУ
ул. Красного Октября, 35	прочие	расчетный
ул. Красного Октября, 32 + Партизанская, 18	прочие	расчетный
баня ул. Ленина, 34	прочие	ПУ
мкр-он "Авиатор", стр. 67	прочие	ПУ
м-он 8, стр. 2А	прочие	ПУ

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
ул. Абаканская, 10	прочие	ПУ
м-он 7, стр. 4Б, "Феникс"	прочие	ПУ
гаражи, м-он 1, стр. 43, корпус II	прочие	расчетный
админист. Здание Зверева.43	прочие	ПУ
квартал 7Б, 8А	прочие	ПУ
ЮВР, 24А	прочие	ПУ
пекарня ул. Манкевича, 37	прочие	ПУ
ЮПЗ, насосная	прочие	расчетный
шоссе Байкал, 3	прочие	ПУ
шоссе Байкал, 3	прочие	ПУ
ул. Калинина, 1А	прочие	ПУ
м-он 4, стр. 38	прочие	ПУ
м-он 8, стр. 15	прочие	ПУ
Маг."Смак" ул.Гагарина, 8а	прочие	ПУ
ул. Назарова, 28Г	прочие	ПУ
м-он Авиатор, 63	прочие	ПУ
м-он 5, д. 5, пом. 116	прочие	ПУ
ЮВР, 3А, "Планета Интерьер"	прочие	ПУ
3-Привокз. мкр-он, д.8, пом.67	прочие	расчетный
м-он 3, стр. 38	прочие	ПУ
ЮВР, 26	прочие	ПУ
Дом быта, м-он 4, стр. 40	прочие	ПУ
ул. Зверева, 91 Б-АЗС	прочие	ПУ
маг."Автомечта", ул.Красного Пожарника, 4А	прочие	ПУ
просед Авиаторов, 4	прочие	ПУ
ул. Манкевича, 46 (Родник)	прочие	ПУ
Администр. здание, ул.Декабристов, 56	прочие	ПУ
Администр. здание ул.Гагарина, 10а, гараж, мастерские	прочие	ПУ
СУ-25, ул.Декабристов, 24а	прочие	ПУ
ул.Сурикова, 27	прочие	ПУ
маг."Кооператор", ул. Др. Народов, 6А	прочие	ПУ
адм.здание ул. Зверева, 48а	прочие	ПУ
магазин ул.Красного Октября, 18+ дом ул. Просвещения, 16	прочие	расчетный
ул. Чкалова, 36-1	прочие	ПУ
ул. Горная, 73	прочие	ПУ
шоссе Байкал, 1, кафе-маг."Лимонадный Джо"	прочие	ПУ
м-он 1-45/2	прочие	ПУ
Шоссе Байкал, 3	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 49	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 55А-2	прочие	ПУ
Спорт Маркет, м-он 4	прочие	ПУ
м-он 1 стр 48 "д"	прочие	ПУ
АЗС ул. Маяковского, 1	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 35А	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 34А	прочие	ПУ
м-он 7 в 13,7 м на СВ от ж.д. № 4 (ТК)	прочие	ПУ
ул. Спортивная, 6 магазин "Водолей"	прочие	ПУ
ул. Кирова, 87а	прочие	ПУ
м-он 3, стр. 39	прочие	ПУ
Оздоровительный центр м-он 5, стр. 31а	прочие	ПУ
кв-л 7б, стр. 5а	прочие	ПУ
м-он 4, стр. 14а	прочие	ПУ
м-он 2, стр. 34	прочие	ПУ
ул. Гагарина, 32А	прочие	ПУ
м-он 1, д. 41 А, корпус 1	прочие	ПУ
3-й Привокзальный м-он, 23А	прочие	ПУ
м-н 3, стр.39, быв. ООО "Алькон"	прочие	ПУ
ул. Гагарина, 28"В"	прочие	ПУ

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
ул. Карьерная, 23	прочие	ПУ
ул. Гагарина, 22а	прочие	ПУ
гараж, ул. Калинина, 2Ж	прочие	ПУ
ул. Профсоюзная, 3 форсаж	прочие	ПУ
ул. 40 лет ВЛКСМ 4 Г	прочие	ПУ
пр. Лапенкова, 5А/1, маг."Стройпартнер"	прочие	ПУ
ул. Горная, 73, бокс 7	прочие	расчетный
гараж ул. Горная, 73	прочие	расчетный
гараж ул. Горная, 73	прочие	ПУ
гараж ул. Горная, 73	прочие	расчетный
гараж ул. Горная, 73	прочие	расчетный
гараж № 10 ул. Горная, 73	прочие	расчетный
гараж № 15 ул. Горная, 73	прочие	расчетный
гараж ул. Горная, 73	прочие	ПУ
гараж № 8, № 9 ул. Горная, 73	прочие	расчетный
гаражное общ. 7Б, № 1	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 3а	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 5	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 7	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 11	прочие	ПУ
гараж. общ. 7Б, № 12	прочие	ПУ
гараж. общ. 7Б, № 16	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б № 17	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 18а	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 19	прочие	ПУ
гар.общ. 7Б, № 20	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 2	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 6	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 14	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 10	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 4	прочие	ПУ
гаражное общ. 7Б, № 8	прочие	ПУ
Гараж общ. 7Б № 9	прочие	ПУ
ул. 9 Января, во дворе ж/д 17, гараж № 38	прочие	расчетный
ул. 9 Января, стр. 19, гаражный бокс № 43	прочие	ПУ
гараж по ул. Чкалова, 1	прочие	расчетный
гараж по ул. Чкалова, бокс 12	прочие	расчетный
гараж 4-Привокзальный, 13 А	прочие	расчетный
пр. Лапенкова, 9А	прочие	ПУ
ТК ул.Зверева, стр.8 Б	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 45А, корп. 1	прочие	ПУ
ЮПЗ, кв. 10, стр. 9	прочие	расчетный
АЗС-ш.Байкал	прочие	ПУ
шоссе Байкал, 9А	прочие	расчетный
ул. Дзержинского, 26Г	прочие	ПУ
ЮВР, 16, пом 91	прочие	ПУ
3-й привокзальный, 28а	прочие	ПУ
ЮВР, МПС-2, пом. 70	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 37А	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 45А, корп. 2	прочие	ПУ
ул. Суркова (гараж 3,4)	прочие	расчетный
ул. Дружбы Народов, 5А	прочие	ПУ
кв-л 25, стр. 5А	прочие	ПУ
м-он 3, стр. 14 а	прочие	ПУ
м-он 3, стр. возле ДК	прочие	ПУ
ул. Гагарина, 28Б	прочие	ПУ
м-он 2, "Золотая рыбка"	прочие	ПУ
ЮВР, 30А	прочие	ПУ
ул. Патушинского, 3А/1	прочие	ПУ

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
ул. Декабристов	прочие	ПУ
5 июля, стр. 3	прочие	ПУ
ул Партизанская, 33	прочие	ПУ
м-он 5, стр. 40А	прочие	ПУ
пр. Лапенкова, 9	прочие	расчетный
пр. Лапенкова, 9	прочие	расчетный
пр. Лапенкова, 9	прочие	расчетный
пр. Лапенкова, 9	прочие	расчетный
ул. Спортивная, 4а	прочие	ПУ
3-й Привокзальный, 11А	прочие	ПУ
м-он 1 стр. 57	прочие	ПУ
ул. Декабристов, 27А	прочие	расчетный
ул. Майская, 1	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 38Б	прочие	ПУ
Л.Толстого, 5	прочие	ПУ
м-он Авиатор, 75	прочие	ПУ
ул. Краснаярская, 30	прочие	ПУ
ул. Ленина, 26 нежилое	прочие	ПУ
ул. Комсомольская, 2 жилое	прочие	ПУ
ЮПЗ	прочие	ПУ
Свердлова, 27	прочие	ПУ
ул. Кирова, 87	прочие	ПУ
ул. Комсомольская, 10, маг. "Аленка"	прочие	ПУ
ул. Декабристов, 22	прочие	ПУ
м-он 3, стр. 1А, Кит	прочие	ПУ
Авиатор, 65-1	прочие	ПУ
Авиатор, 65	прочие	ПУ
м-он 7, д.1	прочие	ПУ
Индустриальная, 16	прочие	ПУ
Декабристов, 55	прочие	ПУ
м-он 8, стр. 5А	прочие	ПУ
ул.Свердлова, 19	прочие	ПУ
ул. Кравченко, 7А, 2 этаж	прочие	ПУ
ул. Metallургов, 81	прочие	ПУ
Авиатор, стр. 70	прочие	ПУ
К. Маркса, 26а	прочие	ПУ
4 Привокзальный, 6б	прочие	ПУ
8-2г	прочие	ПУ
1-39а	прочие	ПУ
ул. Чкалова, 45А	прочие	ПУ
ул. Шевченко, 2	прочие	ПУ
м-он 7, зд. 2Б	прочие	ПУ
ул. Кирова, 85 (КСК)	прочие	ПУ
ЮВР, 17А	прочие	ПУ
стр. ж/д возле Мира 5 - жилое	прочие	ПУ
стр. ж/д возле Мира 5- Нежилое	прочие	ПУ
ул.Кирова, 89	прочие	ПУ
ул. Калинина, 11А	прочие	ПУ
ул. Комсомольская ,16А, Дзержинского, 30Д	прочие	ПУ
м-он 9, стр. 2Б пенсионный фонд	прочие	ПУ
м-он 9, стр. 2В рядом с пенсионным фондом	прочие	ПУ
ул.Рудничная,14	прочие	ПУ
ул.Рудничная,16	прочие	ПУ
ЮВР, 15 Б	прочие	ПУ
ЮПЗ, кв-л 10, стр. 10, корп. 1, бывш Центрум-А	прочие	ПУ
ул. Дзержинского, 43А	прочие	ПУ
ул. Свердлова, 24	прочие	ПУ
ЮВР, около ж/д № 50	прочие	ПУ
ул.Калинина, 2 В	прочие	расчетный

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
м-он 1, м-ду ж.д. № 36	прочие	ПУ
м-н 3, стр. 45	прочие	ПУ
возле ж/д 5-10	прочие	ПУ
мик-он 2, стр. 25г	прочие	ПУ
ЮПЗ, квартал1, стр. 5	прочие	ПУ
м-он 7, стр. 1 Б	прочие	ПУ
м-он 1 возле ж/д 36	прочие	ПУ
м-он 6 "Мясной дворик"	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 36 А	прочие	ПУ
ул. Суркова, 27, стр.1, пом. 2	прочие	расчетный
ул.Комсомольская, 1	прочие	ПУ
г/о № 56, гараж № 75-три бокса	прочие	ПУ
шоссе Байкал, 4 "Грин-хол"	прочие	расчетный
ул. Кравченко, стр. 5Д	прочие	ПУ
ул.Декабристов, 50А	прочие	ПУ
г/о № 13 бокс 365 В	прочие	ПУ
Карьерная, 23	прочие	ПУ
ул. Кр. Октября, 32 А	прочие	ПУ
м-он 4, зд.36А	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 44А, пом. 2	прочие	расчетный
ул. Дзержинского, стр. 14	прочие	расчетный
ул. Дзержинского, стр. 14, офис, 2 этаж	прочие	расчетный
ул.Дзержинского, 9, пом. 2	прочие	ПУ
Пузановой 40	прочие	ПУ
ул. Маяковского, стр. 2 гараж	прочие	ПУ
м-он 3, зд. 39 А	прочие	ПУ
ул.Свердлова, зд19	прочие	ПУ
ул.Кравчено, 40А	прочие	ПУ
ул. Маяковского, 2 автосалон	прочие	ПУ
ул. Калинина, стр. 2Д	прочие	ПУ
Техснабсбыт - Авиатор, 61	прочие	ПУ
4-Привокзальный, стр. 13	прочие	ПУ
ул. Давыдова, 23	прочие	ПУ
м-он 7, зд. 1А) (Перцы)	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 57А	прочие	ПУ
м-он 3. стр. 20	прочие	ПУ
м-он 3, стр. 20-1	прочие	ПУ
ул. Зверева, 91Б	прочие	ПУ
м-он 5, зд. № 31 "Б"	прочие	ПУ
3-Привокзальный, стр. 14а	прочие	ПУ
м-он 3, СЗ стр. 39 Летуаль	прочие	ПУ
м-он 3, стр. 21 Весна	прочие	ПУ
м-он 5 стр. 6а	прочие	ПУ
г/о 49А, гараж № 26А	прочие	ПУ
ул. Свердлова, 18	прочие	ПУ
кв-л 25, стр. 6	прочие	ПУ
Лапенкова, 7Б	прочие	ПУ
кв-л 25, стр.10	прочие	ПУ
гаражное общесто № 16, гараж № 137А	прочие	расчетный
м-он 3 АЛМАЗ	прочие	ПУ
м-он 6, стр. 10 А	прочие	ПУ
ул.Кирова 89А, кор. 2	прочие	ПУ
шоссе Байкал	прочие	ПУ
7мкр-н, 2а	прочие	ПУ
ул.Зверева, м-он 6, с ЮВ стороны ж.д.№13	прочие	ПУ
ул.Назарова,28А	прочие	ПУ
м-он 7, 13	прочие	ПУ
г\о 10А бокс 10Б	прочие	ПУ
м-он 4, возле стр. 40	прочие	ПУ

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
Ул.Декабристов, зд.29А	прочие	ПУ
ул. Лебеденко, 12	прочие	ПУ
шоссе Байкал, стр. 2А	прочие	ПУ
м-он 5, д. 22Б	прочие	ПУ
пер. Новосибирский, 73	прочие	ПУ
кафе Симпатия, ул.Трактовая ,1	прочие	ПУ
Красного Октября, 23	прочие	ПУ
м-он 7, 28Б	прочие	ПУ
м-он 5, зд 19А	прочие	ПУ
пер. Пионерский, стр. 10	прочие	ПУ
баня ул.Чкалова, 39	прочие	расчетный
м-он 2. стр. 32	прочие	ПУ
4-й Привокзальный, 1А	прочие	ПУ
ул. Крупской, 28	прочие	ПУ
ул. 9 Января, 10	прочие	ПУ
Кирова, 91 А	прочие	ПУ
ул.Манкевича, зд.37Б, литер В16	прочие	ПУ
ул. Кравченко 7а	прочие	ПУ
маг. "Поплавок" ТЦ (м-он 3, стр. 39	прочие	расчетный
маг."Тандем", Авиатор, 12Б	прочие	расчетный
ул. Ленина, 28	прочие	ПУ
Админ.здание, гараж, Пионерский, 6	прочие	ПУ
Южная промзона, кв-л 1, стр.15	прочие	ПУ
торговый ряд по ул.Декабристов	прочие	ПУ
ЮВР, д. 49. пом 58	прочие	ПУ
м-он 1, стр. 33А, маг. Заря	прочие	ПУ
3-й Привокзальный, 16	прочие	ПУ
Др.Народов 9А	прочие	ПУ
Суркова, 27, корп. 1, пом.3	прочие	расчетный
Чкалова, зд. 41А, бокс 5	прочие	ПУ
м-он 3, стр. 39 (бывший Универмаг ТЦ)	прочие	ПУ
ул.Кравченко, 42, кор 6, пом 3А	прочие	ПУ
население	население	н/д
котельная ООО ТК «Восток»		
ул. Мира, 11, 12, 13; Манкевича, 33	население	ПУ
ул.Революции,11	население	ПУ
пер. Ким, 19	бюджет	ПУ
Республики, 7	бюджет	ПУ
ул.Манкевича, 21	бюджет	ПУ
ул.Республики,7	бюджет	ПУ
ул.Манкевича, 31а	прочие	ПУ
ул. Юбилейная, стр. 7	прочие	ПУ
автомойка Манкевича, 29	прочие	ПУ
Манкевича,42 а	прочие	ПУ
ул.Профсоюзная, 51	прочие	ПУ
ул. Мира, 13	прочие	ПУ
население	население	н/д
Котельная № 1		
ул. Л. Толстого, 63 А	прочие	ПУ
ул. Л. Толстого, 63	прочие	расчетный
население	население	
Котельная № 2		
население		н/д
Котельная № 3		
ул.Ленина, 4	прочие	расчетный
население	население	н/д
Котельная № 4		
ул. Дзержинского, стр. 42	прочие	ПУ
население	население	н/д

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
Котельная № 5		
население	население	н/д
Котельная № 6		
ул. Кирова, 81	прочие	ПУ
ул. Кирова, 81	прочие	ПУ
ул. Привокзальная, 35 Б	бюджет	ПУ
ул. Кирова, 10Б	бюджет	ПУ
ул. Кирова, 10А	бюджет	ПУ
ул. Кирова, 32	бюджет	ПУ
ул. Кирова, 1	бюджет	ПУ
ГАРАЖ г.Ачинск, ул.Западная ж/д петля, 3914 км №1 ЭЧ-2	прочие	ПУ
Здание базы ЭЧ-2 со встроенным гаражом ул.Западная ж/д петля 3914 км ст.Ачинск ЭЧ-2	прочие	ПУ
ГАРАЖ ВОДЧ ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
ЗДАНИЕ МАСТЕРСКИХ И КОНТОРА ВОДЧ ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
СПОРТКЛУБ "Железнодорожник" ст.Ачинск ул.Давыдова,4 ДСС	прочие	ПУ
ГАРАЖ №1 СТРОЙДВОР УЛ.ПРИВОКЗАЛЬНАЯ,3 ст.Ачинск ДТВ	прочие	расчетный
КОНТОРА СТРОЙДВОР С ПРИСТРОЙКОЙ ул.Привокзальная,3 ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
СЛЕСАРНЫЙ ЦЕХ СТРОЙДВОР ул.Привокзальная,3 ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
СТОЛЯРНЫЙ ЦЕХ СТРОЙДВОР ул.Привокзальная,3 ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
СВАРОЧНЫЙ ЦЕХ И КУЗНИЦА (склад) СТРОЙДВОР ул.Привокзальная,3 ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
ДИСПЕТЧЕРСКАЯ(ПРОХОДНАЯ) ул.Привокзальная,3 ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
Гараж №2 Стройцех ул.Привокзальная , 3 НГЧ-4	прочие	ПУ
СУШИЛКА СТРОЙДВОР ул.Привокзальная,3 ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
МЕХМАСТЕРСКИЕ ул.Привокзальная,11а ст.Ачинск МЧ-3	прочие	ПУ
АДМИНИСТРАТИВНО-БЫТОВОЙ КОРПУС И ГАРАЖ ул.Привокзальная,11а ст.Ачинск МЧ-3	прочие	ПУ
Здание товарной конторы МЧ-3 - аренда ЧП Бровкин М.В. Ул.Привокзальная,11а ст.Ачинск	прочие	ПУ
Гараж на 3 автомашины ул.Привокзальная,11а ст.Ачинск МЧ-3	прочие	ПУ
ПРОХОДНАЯ ул.Привокзальная,11а ст.Ачинск МЧ-3	прочие	ПУ
НОД ул.Привокзальная,19 ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
Столовая ОРС в здании НОД	прочие	ПУ
ГАРАЖ на 3 бокса ДС ст.Ачинск НГЧ-4	прочие	ПУ
жд ВОКЗАЛ с пристройкой ст.Ачинск, ул.Привокзальная,17 ДЖВ	прочие	ПУ
Здание ДПКС-7 ст.Ачинск ЭЧ-2	прочие	ПУ
КНС ВОДЧ ул.Привокзальная ст.Ачинск ДТВ	прочие	ПУ
ПОСТ ЭЦ ст.Ачинск -1 НГЧ-4, ул.Привокзальная, 55"Г"	прочие	ПУ
Административно-бытовой корпус НГЧ-4 ст.Ачинск	прочие	ПУ
ГАРАЖ 3913 км ПТО ВЧДЭ-1	прочие	расчетный
АБК ПТО 3913 км ВЧДЭ-1	прочие	расчетный
Спорткомплекс "Локомотив" ул.Кирова, 75а ст.Ачинск ДСС	прочие	ПУ
ГАРАЖ МОТОВОЗОВ 3912км ст.Ачинск ПЧ-1	прочие	расчетный
ГИМНАЗИЯ ул Кирова,15 а ст.Ачинск -	прочие	ПУ

Адрес потребителя	тип потребителя	Способ учета передачи потребителю по отоплению
перепланировка под жилой дом НГЧ-4		
Хлораторная спорткомплекса ул.Кирова 75а НГЧВ-4	прочие	ПУ
Вагончик для обогрева при ледовом катке ДСС	прочие	ПУ
ПАВИЛЬОН СКВАЖИНЫ ул.Привокзальная ст.Ачинск ДТВ	прочие	расчетный
ВОДОНАПОРНАЯ БАШНЯ с дизельной эл.станцией ул.Привокзальная ст.Ачинск ДТВ	прочие	расчетный
ГАРАЖ НОД ул.Привокзальная,19 ст.Ачинск НГЧВ-4	прочие	ПУ
ГАРАЖ УЛ.Кирова,1а ст.Ачинск МЧ-3	прочие	расчетный
ЭЧС-3 (ЦРП) 3912 км ЭЧ-2	прочие	расчетный
ПОЖАРНЫЙ ПОЕЗД	прочие	расчетный
ул. Привокзальная, 55А	прочие	ПУ
ул. Привокзальная, 55А	прочие	ПУ
пер. Трудовой, 29	прочие	ПУ
ул. Кирова, 25	прочие	ПУ
3-Привокзальный, 31А	прочие	ПУ
ул. Кирова, 3	прочие	ПУ
ул.Кирова, 12	прочие	ПУ
ул.Привокзальная, 31	прочие	расчетный
ул.Кирова, 3	прочие	ПУ
ул. Привокзальная,19А	прочие	ПУ
ул.Кирова, 81	прочие	ПУ
ул.Кирова, 81Б	прочие	расчетный
ул.Кирова, 8, пом.62	прочие	ПУ
ул. Кирова, 19А, г/о 92, гараж 45А	прочие	расчетный
ул. Кирова, д. 2	прочие	ПУ
ул. Привокзальная,13 Администр.здание, (гараж №1, гараж №2)	бюджет	ПУ
ул. Привокзальная,13 (гараж №3); ул. Привокзальная, 18 (Администр.здание)	бюджет	расчетный
(ул. Кирова, 7; Военный городок №3), Штаб, инв. №44; Караульное помещение, инв. №38; Учеб.корпус, инв. №6; Склад МТО, инв. №49.	бюджет	ПУ
население	население	н/д

Данными об установке приборов учета тепловой энергии у потребителей ООО ТК «Восток» представлены таблице 1.3.17.2.

Таблица 1.3.17.2 - Обеспеченность приборами учета потребителей ООО ТК «Восток»

Адрес потребителя	Тип потребителя	Способ учета передачи потребителю
Голубева 1	прочие	прибор учёта
Голубева 1	прочие	прибор учёта
Лапенкова 15	бюджет	прибор учёта
ЮВР 65	прочие	прибор учёта
ЮВР 66	прочие	прибор учёта
ЮВР 47	бюджет	прибор учёта
ЮВР 47а	бюджет	прибор учёта
Мира 11б	прочие	прибор учёта
5 Июля 11а	прочие	прибор учёта
ЮВР 50м от дома №25	прочие	прибор учёта
Полевая 10	население	прибор учёта
Полевая 45	население	прибор учёта
Голубева 3б	население	прибор учёта
Полевая 16	население	прибор учёта

Полевая 20	население	прибор учёта
Голубева 5а	население	прибор учёта
Полевая 14а	население	прибор учёта
Голубева 3	население	прибор учёта
Голубева 2	бюджет	прибор учёта

У всех потребителей тепловой энергии от котельной ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД» отсутствуют приборы учета.

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

В ООО «Теплосеть» в состав производственно-технического отдела включена группа диспетчерского и технологического управления (далее – группа ДТУ). Режим работы группы ДТУ - круглосуточный.

Общие задачи: Обеспечение эффективной работы всех структурных подразделений ООО «Теплосеть» согласно сменным, суточным и месячным планам водоснабжения, водоотведения, выпуска тепловой энергии и графикам планово-предупредительных ремонтов (ППР) основного оборудования. Обеспечение всех структурных подразделений ООО «Теплосеть» грузовым автотранспортом и специальной техникой, решение оперативных вопросов с организациями, предоставляющими услуги автотранспорта, принятие оперативных решений по работе и ремонтам основного оборудования.

1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Перечень установленных систем автоматизации насосных станций:

1) Частотный преобразователь Vacon NX0255A2HOSSA1A2000000, S/n 10398865 мощностью 110 кВт установленный на ПНС 2-го водоподъема, по адресу: г. Ачинск, ул. Горная, 1А;

2) Частотный преобразователь Vacon NXC03256A2LOSSFA1A2000000, мощностью 315 кВт установленный на ПНС-2, ул. Чкалова, 41Г.

3.) Клапан, регулирующий с ЭИМ И 68066-025 Ду 25, Ру 16 на линии «Т-6.1, котловая вода» ЦТП ООО «Теплосеть».

1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления, отсутствует.

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

Согласно ст. 15, п. 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года №190-ФЗ, в случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации), орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе

теплоснабжения в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети, и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

На территории муниципального образования город Ачинск бесхозяйные тепловые сети отсутствуют.

1.3.22 Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Откорректированы протяженности тепловых сетей согласно предоставленным данным.

Часть 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Зона действия ТЭЦ, расположенной в 6 км от города Ачинска в северо-западной части территории глинозёмного комбината, охватывает зону средне-этажной (5 этажей) и малоэтажной (2-4 этажа) застройки. В зону действия котельных ООО «Теплосеть» и ООО ТК «Восток» входит застройка средней этажности преимущественно в Привокзальном, северо-восточном и юго-восточном районах.

Границы зон действия источников теплоснабжения г. Ачинск представлены на рисунке ниже.

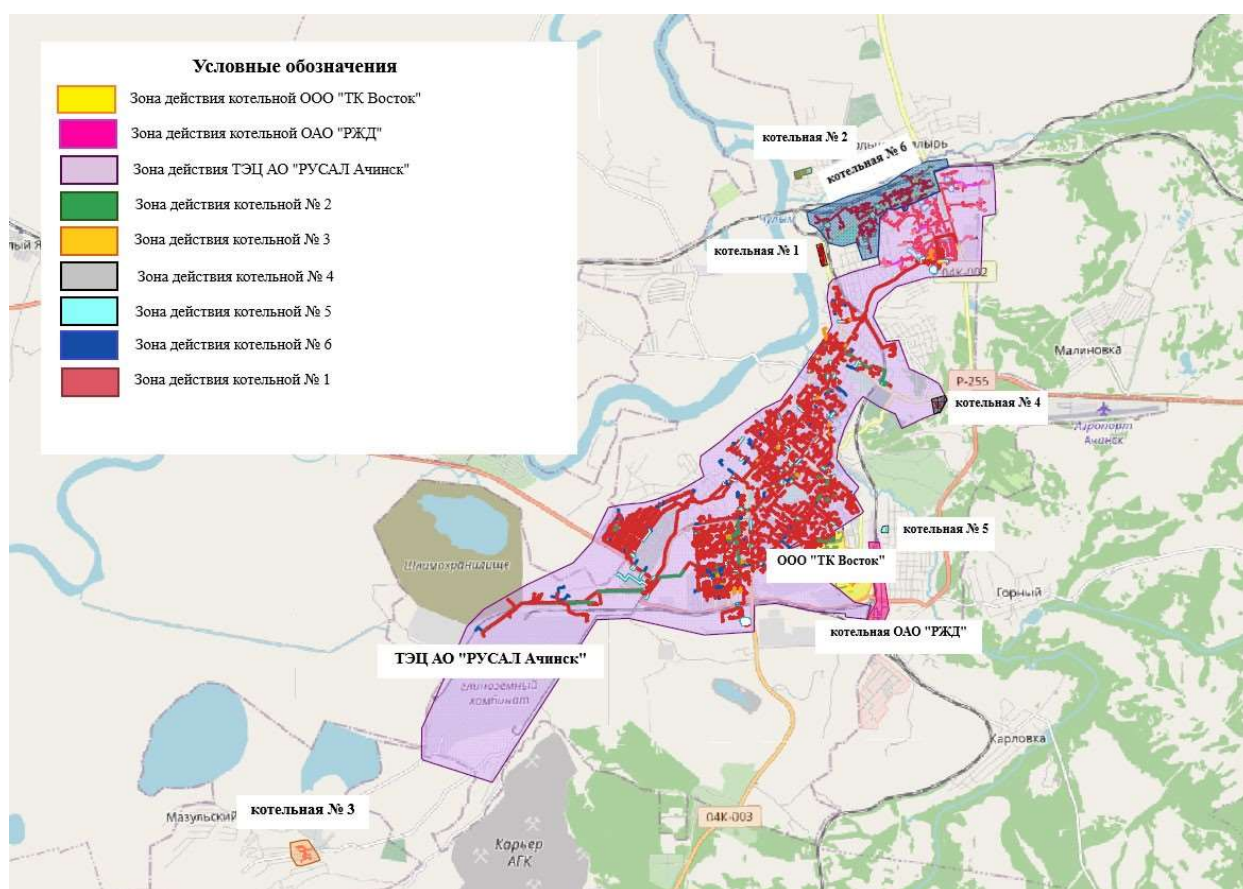


Рисунок 4.1 - Границы зон действия источников теплоснабжения г. Ачинск

Часть 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

В таблице ниже приведены объемы потребления тепловой энергии за 2024 г в зоне действия источника тепловой энергии.

Таблица 1.5.1.1 -Спрос на тепловую мощность

Источник тепловой энергии	Показатель	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч
Ачинская ТЭЦ (потребители ООО «Теплосеть»)	Отопление	277,0043
	ГВС	60,2779
	Вентиляция	0,6040
	Итого	337,8862
Котельная № 1	Отопление	1,0739
	ГВС	0,0098
	Итого	1,0837
Котельная №2	Отопление	0,3095
	ГВС	0,0210
	Итого	0,3305
Котельная №3	Отопление	0,2128
	ГВС	0,0699
	Итого	0,2827
Котельная №4	Отопление	0,2825
	ГВС	0,0000
	Итого	0,2825
Котельная №5	Отопление	0,1564
	ГВС	0,0122
	Итого	0,1686
Котельная №6	Отопление	19,0683
	ГВС	3,5870
	Вентиляция	0,0213
	Итого	22,7168
Котельная ООО ТК «Восток»	Отопление	20,8369
	ГВС	5,0145
	Вентиляция	8,0090
	Итого	33,8604
Котельная ЗАО "Назаровское"	Отопление	10,55
	ГВС	-
	Итого	10,55
Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»	Отопление	4,4183
	ГВС	0,2132
	Итого	4,6315

1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значение расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии, рассчитаны исходя из суммарных договорных нагрузок потребителей на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Таблица 1.5.2.1 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах

Источник тепловой энергии	Потери в сетях, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах, Гкал/ч
Ачинская ТЭЦ (потребители ООО «Теплосеть»)	58,4300	422,9474	422,9474
Котельная № 1	0,2580	1,0837	1,3417
Котельная №2	0,2200	0,3305	0,5505
Котельная №3	0,3900	0,2827	0,6727
Котельная №4	0,2700	0,2825	0,5525
Котельная №5	0,0210	0,1686	0,1896
Котельная №6	11,3780	22,7168	34,0948
Котельная ООО ТК «Восток»	1,7100	33,8604	35,5704
потребители ООО ТК «Восток»	0,66	24,2914	24,9514
потребители ООО «Теплосеть»	1,05	9,569	10,619
Котельная ЗАО "Назаровское"	0,23	10,5500	10,78
Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск- 2 ОАО «РЖД»	0,08	4,6315	4,7115
Итого	74,697	496,8541	546,9815

1.5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Квартиры с индивидуальными источниками тепловой энергии отсутствуют.

1.5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Таблица 1.5.4.1 - Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

№	Наименование источника	Потребление тепловой энергии, Гкал/год	
		Отопительный период	Всего за год
1	Ачинская ТЭЦ (потребители ООО «Теплосеть»)	664269,7	696484,66
2	Котельная № 1	2116,07	2116,07
3	Котельная №2	1385,64	1385,64
4	Котельная №3	565,85	565,85
5	Котельная №4	361,56	361,56
6	Котельная №5	737,78	737,78
7	Котельная №6	40600,65	50213,45
8	Котельная ООО ТК «Восток»	н/д	104285,29
8.1	потребители ООО ТК «Восток»	5835,25	9892,61
8.2	потребители ООО «Теплосеть»	н/д	94392,68
9	Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»	н/д	8509

1.5.5 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Таблица 1.5.5.1 - Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домов на территории муниципального образования Красноярского края город Ачинск на отопительный период, определенные расчетным методом (далее - нормативы потребления)

N п/п	Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
		многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
1	2	3	4	5
	Этажность	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1.1	1	0,0506	0,0364	0,0504
1.2	2	0,0466	0,0497	0,0485
1.3	3 - 4	-	0,0302	-

1.4	10	-	0,0259	-
Этажность		Многokвартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
2.1	1	0,0152	0,0150	0,0152
2.2	2	0,0183	0,0231	-
2.3	3	0,0138	-	-
2.4	4 - 5	0,0159	0,0157	-
2.5	6 - 7	0,0151	-	-
2.6	9	0,0146	0,0156	-
2.7	10	0,0126	0,0139	-
2.8	12 и более	0,0101	-	-

1.5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

По предварительной оценке, договорные тепловые нагрузки не превышают расчетные (фактические). Значения договорных тепловых нагрузок, соответствуют величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии.

Часть 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

1.6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

Балансы тепловой мощности приведены в таблице ниже

Таблица 1.6.1.1 - Балансы тепловой мощности

№	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Резерв (дефицит), Гкал/ч
1	Ачинская ТЭЦ	412	412	16,1	395,9	422,9474 из них 337,8862 ООО "Теплосеть"	58,43 ООО «Теплосеть»	-27,0474
2	Котельная № 1	2,14	2,14	0,018	2,122	1,0837	0,258	0,7803
3	Котельная №2	1,72	1,72	0,009	1,711	0,3305	0,22	1,1605
4	Котельная №3	2	2	0,009	1,991	0,2827	0,39	1,3183
5	Котельная №4	1,2	1,2	0,004	1,196	0,2825	0,27	0,6435
6	Котельная №5	0,72	0,72	0,005	0,715	0,1686	0,021	0,5254
7	Котельная №6	24	24	0,64	23,36	22,7168	11,378	-10,7348
8	Котельная ООО ТК «Восток»	48	48	3,2	44,8	33,8604 из них 9,569 ООО "Теплосеть"	1,71 из них 1,05 ООО "Теплосеть"	9,2296
9	Котельная ЗАО "Назаровское"	40	40	0,12	39,88	10,55	0,23	29,1
10	Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»	9,8	9,8	0,039	9,761	4,6315	0,08	5,0495
	Итого	541,58	541,58	20,144	521,436	496,8541	72,987	-37,7822

1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

Анализируя данные о балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки, можно сделать следующие выводы о том, что на двух источниках тепловой энергии наблюдается дефицит:

- 1) Ачинская ТЭЦ;
- 2) Котельная №6.

В таблице 1.6.1.1 представлены данные по резервам (дефицитам) источников тепловой энергии.

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

При разработке электронной модели системы теплоснабжения использован программный расчетный комплекс ZuluThermo 8.0.

Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения теплогидравлических расчетов для различных сценариев развития системы теплоснабжения муниципального образования.

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в РПК Zulu 8.0. Пьезометрические графики, построенные на основании расчета, представлены в п.1.3.8.

1.6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Основными причинами дефицита мощности являются:

- повышенный износ тепловых сетей;
- незаконный водоразбор из тепловых сетей;
- повышенный износ котельного оборудования;
- подключение новых потребителей без модернизации котельной в целях увеличения тепловой мощности.

1.6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Балансы тепловой мощности представлены в пункте 1.6.1.

Часть 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

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

Теплоноситель в системах теплоснабжения от источников тепла городского округа, предназначен для передачи теплоты на нужды систем отопления и вентиляции и для обеспечения горячего водоснабжения потребителей.

Подпиткой тепловых сетей восполняются потери теплоносителя:

- на обеспечение спроса горячего водоснабжения потребителей (открытая схема);
- с утечками в тепловых сетях при транспорте тепла и абонентских установках потребителей;
- при заполнении и дренаже трубопроводов тепловых сетей во время технологических испытаний и ремонтах на тепловых сетях.

Нормативный режим подпитки

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей.

Среднегодовая утечка теплоносителя (м³/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25% от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды (G_M) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_y) не должен превышать значений, приведенных в Таблице 3 СП 124.13330.2012. «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_M,$$

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой.

V_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, м³.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м³ на 1 МВт – при открытой системе и 30 м³ на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

Аварийный режим подпитки

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801-2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку (в терминологии названных выше документов), которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, 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.

1.7.2 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Водоподготовительная установка (ВПУ) ТЭЦ служит для подготовки воды для восполнения потерь в паровых котлах и подпитки теплосети.

ВПУ подпитки паровых котлов ТЭЦ

ВПУ подпитки котлов включает обессоливающую установку I очереди проектной производительностью 630 м³/ч и очищенного конденсата со II очереди проектной производительностью 400 м³/ч.

Первая очередь ВПУ работает по схеме: коагуляция в осветлителях - бак осветленной воды - насос осветленной воды - осветление на механических фильтрах, двухступенчатое химическое обессоливание с параллельным включением фильтров. Обессоливающая установка выполнена по схеме: НИ ст. – ОНИ ст. – НИ ст. - декарбонизатор – бак частично-обессоленной воды – насос частично-обессоленной воды – ОНИ ст – бак обессоленной воды (БОВ). Схеме конденсатоочистки выполнена: УИ ст. - бак обезмасленного конденсата – насос обезмасленного конденсата – УИ ст. – УИ ст – Н конденсатоочистки – бак очищенного конденсата – насос очищенного конденсата - бак обессоленной воды (БОВ).

В качестве исходной воды для водоподготовительной установки подпитки котлов используется вода реки Чулым.

Исходная вода после конденсаторов турбин, подогретая до 18-28°C, насосами сырой воды подается в осветлители ЦНИИ-3, где происходит коагуляция взвешенных веществ сернокислым алюминием.

Из баков осветленной воды насосами осветленной воды – 4 шт. вода подаётся на механические фильтры, загруженные антрацитом и песком Аргелитом. Промывку механических фильтров ведут осветленной водой в дренаж. Для более полного удаления загрязнений в фильтры подается воздух.

Далее вода насосами осветленной воды подается на Н-катионитовые фильтры I ступени, фильтрующим материалом которых является сильнокислотный катионит (КУ-2-8, Амберлайт IR-120Н), затем последовательно на анионитовые фильтры I ступени загруженные слабоосновным анионитом (Амберлайт IRA-68,69) и Н-катионитовые фильтры II ступени загруженные сильнокислотным катионитом (Амберлайт IR-120Н).

Вода после Н-катионитовых фильтров II ступени поступает в верхнюю часть декарбонизатора, проходит через слой колец Рашига и сливается в баки частично-обессоленной воды, откуда насосами частично-обессоленной воды – 4 шт. подается на анионитовые фильтры II ступени, загруженные анионитом (АВ-17-8). После анионитовых фильтров II ступени вода поступает в баки обессоленной воды, затем насосами обессоленной воды – 6 шт., обессоленная вода поступает в деаэраторы низкого давления (ДНД) 1,2 кгс/см² (1 ступень деаэрации – удаление растворенного кислорода), затем в деаэраторы высокого давления (ДВД) 6 кгс/см² (2 ступень деаэрации).

Условно-чистый конденсат с содового цеха поступает на угольные (сорбционные) фильтры I ступени, затем на баки обезмасленного конденсата, откуда насосами обезмасленного конденсата - 2 шт. подается на угольные (сорбционные) фильтры II ступени, затем последовательно на угольные (сорбционные) фильтры III ступени. Угольные (сорбционные) фильтры загружены активированным углем БАУ. Затем конденсат подается на фильтры Н конденсатоочистки, загруженные сильнокислотным катионитом (КУ-2-8, Амберджет IR1300Н) и в баки очищенного конденсата, откуда насосами очищенного конденсата – 3шт. подается в бак обессоленной воды на очередь.

Для обеспечения равномерной работы обессоливающей установки установлены баки: осветленной воды – 2 бака по 200 м³, частично-обессоленной воды – 4 бака по 140 м³, обессоленной воды – 4 бака по 400 м³, обезмасленного конденсата- 2 бака по 500 м³, очищенного конденсата – 2 бака по 500 м³. Баки хранения воды изнутри защищены антикоррозийным покрытием.

Взрыхление ионообменных фильтров производится:

Н - катионитовых фильтров I ступени - хоз.питьевой, осветленной водой после механических фильтров или отмывочными водами Н-катионитового фильтра I ступени;

Анионитовых фильтров I ступени - Н-катионированной водой или отмывочными водами анионитового фильтра I ступени после регенерации;

Н - катионитовых фильтров II ступени - отмывочными водами Н-катионитового фильтра II ступени после регенерации или частично-обессоленной водой;

Анионитовых фильтров II ступени - частично-обессоленной водой или отмывочными водами анионитового фильтра II ступени после регенерации;

Угольных (сорбционных) фильтров, Н конденсатоочистки – очищенным конденсатом.

Отмывочные воды ионообменных фильтров с I и II очереди направляются в дренажный канал фильтровального зала I очереди, после заполнения приемка подаются насосом отмывочных вод № 1 или № 2 в систему гидрозолоудаления котлотурбинного цеха (КТЦ) или в узел нейтрализации II очереди цеха химводоочистки. Повторное использование стоков в цикле ХВО отсутствует.

Серную кислоту для регенерации Н-катионитовых фильтров, из железнодорожной цистерны насосами разгрузки кислоты перекачивают в баки хранения кислоты (БК). Заполнение мерников кислоты осуществляют по мере необходимости из баков хранения кислоты насосами перекачки кислоты. Технологическая схема хранения и подачи щелочи для регенерации анионитовых фильтров аналогична складу кислоты.

На ТЭЦ АГК применяется аммиачный водно-химический режим.

Краткая характеристика оборудования ВПУ приведена в таблицах ниже.

Таблица 1.7.2.1 - Состав оборудования ВПУ подпитки котлов и его характеристика

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Тип	Характеристика
1	Осветлитель	4	ЦНИИ-3	$V = 450 \text{ м}^3$
2	Фильтр механический 2-х камерный	3	ФОВ-2к-3.4-0.6	$\varnothing=3400 \text{ мм}$
3	Фильтр механический	6	ФОВ-3.0-0.6	$\varnothing=3000 \text{ мм}$
4	Водород-катионитовый фильтр I ступени	10	ФИПаI-3.4-0.6	$\varnothing=3400 \text{ мм}$
5	Анионитовый фильтр I ступени	9	ФИПаI-3.4-0.6	$\varnothing=3400 \text{ мм}$
6	Водород-катионитовый фильтр II ступени	5	ФИПаII-3.0-0.6	$\varnothing=3000 \text{ мм}$
		1	ФОВ-3.4-0.6	$\varnothing=3400 \text{ мм}$
7	Анионитовый фильтр II ступени	9	ФИПаI-3.4-0.6	$\varnothing=3400 \text{ мм}$
8	Декарбонизатор	4		загрузка кольца Рашига
9	Вентилятор декарбонизатора	4	Ц-4-70 № 6	
10	Фильтр угольный (сорбционный)	13	ФСУ-3,4-6	$\varnothing=3400 \text{ мм}$
11	Водород-катионитовый фильтр конденсатоочистки	4	ФИП-3,0-4	$\varnothing=3000 \text{ мм}$
12	Бак осветленной воды	2		$V = 200 \text{ м}^3$
13	Бак частично-обессоленной воды	3		$V = 140 \text{ м}^3$
		1		$V = 200 \text{ м}^3$
14	Бак обессоленной воды	4		$V = 400 \text{ м}^3$
15	Бак обезмасленного конденсата	2		$V = 500 \text{ м}^3$
16	Бак очищенного конденсата	2		$V = 500 \text{ м}^3$
17	Насос осветленной воды	3	Д-500-63	$Q=500 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=63 \text{ м.в.ст.}$
		1	Д-500-63	$Q=450 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=53 \text{ м.в.ст.}$
18	Насос частично-обессоленной воды	4	Д 320-50	$Q=320 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=50 \text{ м.в.ст.}$
19	Насос обезмасленного конденсата	2	500Д-60	$Q=500 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=60 \text{ м.в.ст.}$
20	Насос очищенного конденсата	1	6К- 8-160/30	$Q=160 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=32 \text{ м.в.ст.}$
21	Насос очищенного конденсата	1	1К-150-125-315	$Q=200 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=32 \text{ м.в.ст.}$
22	Насос очищенного конденсата	1	8К-12	$Q=250 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=30 \text{ м.в.ст.}$
23	Насос обессоленной воды	4	Д320-50	$Q=320 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=50 \text{ м.в.ст.}$
24	Насос обессоленной воды	2	Д-500-63	$Q=500 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=63 \text{ м.в.ст.}$

Таблица 1.7.2.2 - Состав оборудования реагентного хозяйства и его характеристики

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Тип	Характеристика
1	Бак хранения серной кислоты II очереди №1- 4	4		V=92,42-95 м ³
2	Бак хранения соды каустической I очереди №1	1		V=80,75 м ³
3	Бак хранения соды каустической I очереди №2	1		V=83,02 м ³
4	Бак хранения соды каустической I очереди №6	1		V=38,2 м ³
5	Бак хранения соды каустической II очереди №5-7	3		V=92-97 м ³
6	Бак хранения аммиака водного	1		V=75 м ³
7	Насос разгрузки серной кислоты	2	X 65-50-160	Q=50 м ³ /ч
8	Насос разгрузки натра едкого	2	X 65-50-160	Q=50 м ³ /ч
9	Вакуум-насос	1	РЛП35/98	Q=745 м ³ /ч
10	Вакуумный бачок	1		V=1 м ³
11	Бак-накопитель	1		V=2 м ³
12	Насос перекачки серной кислоты в мерники	2	X-50-32	Q=50 м ³ /ч, H=20м в.ст
13	Насос перекачки едкого натра в мерники	2	X50-32	Q=25 м ³ /ч, H=20м в.ст
14	Мерник серной кислоты	2		V=2 м ³
15.	Мерник натра едкого	2		V=2,88 м ³
18.	Мерник аммиака водного	2		V=4 м ³
19.	Мерник коагулянта	3		V=4,5 м ³
		1		V=3,86 м ³
20.	Насос перекачки коагулянта в мерник	2	X80-65	Q=20 м ³ /ч, H=65 м.в.ст.
21	Насос перекачки коагулянта в мерник	2	X-65-50-160K	Q=20 м ³ /ч, H=65 м.в.ст
22	Насос перекачки коагулянта в осветлители	1	X50-32	Q=25 м ³ /ч, H=32 м.в.ст.
23	Насос перекачки коагулянта в осветлители	1	НД 1,0/1000/10K24-141	Q=1000 л/ч, H=10 м.в.ст.
24	Насос перекачки коагулянта в осветлители	1	НД 10/1000	Q=10 л/ч, H=32 м.в.ст.
25	Мешалка фосфатов	1		V=8 м ³
26	Насос перекачки фосфатов	1	2х-6	Q=30 м ³ /ч, H=60 м.в.ст.
27	Насос перекачки аммиачной воды	1	X-65-50-125	Q=25 м ³ /ч, H=20 м.в.ст.
28	Мерник аммиачной воды	3		V=4 м ³
29	Насос-дозатор аммиака	2	НД-25/40	Q=25 м ³ /ч, H=16 м.в.ст.

Таблица 1.7.2.3 - Производительность ВПУ

Показатель	ед. изм.	2024
Производительность ВПУ	м3/ч	1200
Располагаемая производительность ВПУ	м3/ч	1200
Потери располагаемой производительности	%	-
Собственные нужды	м3/ч	25
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	4
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	2

Водоподготовительная установка подпитки теплосетей

Система горячего водоснабжения – с открытым водоразбором.

Первая очередь ВПУ подпитки теплосети проектной производительностью 720 м³/ч работает по схеме: подогретая через теплообменник Теплотекс-200-А хоз.питьевая вода подается на фильтры Н-катионитовые "голодной" регенерации, затем на декарбонизаторы и поступает в бак хим.очищенной воды, откуда насосами подпитки теплосети- 3 шт. подается в деаэраторы подпитки теплосети.

Вторая очередь ВПУ подпитки теплосети проектной производительностью 320 м³/ч работает по схеме: подогретая через теплообменник ННН №43 хоз.питьевая вода подается на фильтры Н-катионитовых "голодной" регенерации, затем на декарбонизаторы и поступает в баки хим.очищенной воды, далее насосами химочищенной воды- 3 шт. подается в вакуумный деаэратор.

Характеристика оборудования ВПУ подпитки теплосети представлена в таблице ниже.

Таблица 1.7.2.4 - Техническая характеристика оборудования ВПУ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Тип	Характеристика
I очередь				
1	Фильтр Н-катионитовый	8	ФИПаI-3.4-0.6	Ø=3400 мм
2	Декарбонизатор	1		Ø=3000 мм
3	Декарбонизатор	2		Ø=2160 мм
4	Бак химочищенной воды	2		V = 140 м ³
5	Насос подпитки теплосети	2	Д 500-63	Q=500 м ³ /ч, Н=53 м.в.ст.
6	Насос подпитки теплосети	1	200Д -60	Q=200 м ³ /ч, Н=60 м.в.ст.
II очередь				
7	Н-катионитовый фильтр	6	ФИП-3.4-6	Ø=3400 мм
8	Декарбонизатор	2		Ø=2300 мм
9	Бак химочищенной воды	2		V = 400 м ³
10	Насос химически очищенной воды	2	Д320-50	Q=320 м ³ /ч, Н=70 м.в.ст.
11	Насос химически очищенной воды	1	Д200-90	Q=200 м ³ /ч, Н=90 м.в.ст.

Проектная производительность ВПУ подпитки теплосети составляет 1040 т/ч, собственные нужды ВПУ - 18%.

Характеристики ВПУ на источниках тепловой энергии ООО «Теплосеть» представлены в таблице ниже.

Таблица 1.7.2.5 - Характеристики ВПУ на источниках тепловой энергии ООО «Теплосеть»

Наименование котельной	Наличие и тип водоподготовительных установок	Производительность водоподготовительных установок, м ³ /ч	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя, шт	Общая емкость баков аккумуляторов, м ³
Котельная № 6	Фильтр механический - 1 шт.	50 м ³ /час	3 шт.	180 м ³
	Фильтр На катионитовый II ст. - 1 шт.			
	Фильтр На катионитовый I ст. - 2 шт.			
Котельная № 1	Магнитный преобразователь потока в системе очистки воды Аурус	-	-	-

Котельная № 2	Магнитный преобразователь потока в системе очистки воды Аурус	-	-	-
Котельная № 3	Магнитный преобразователь потока в системе очистки воды Аурус	-	-	-
Котельная № 5	Магнитный преобразователь потока в системе очистки воды Аурус	-	-	-

Таблица 1.7.2.5 - Характеристики ВПУ на источнике тепловой энергии ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»

Наличие и тип водоподготовительных установок	Производительность водоподготовительных установок, т/ч	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя, шт	Общая емкость баков аккумуляторов, тыс. м3
механический и Na-катионитный фильт	30,0	2,000	0,01

Часть 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

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

Таблица 1.8.1.1 - Виды и количество основного топлива

Наименование теплового источника	Вид топлива	Фактический расход за 2024	
		т.у.т.	тнт
АО «Русал Ачинский Глиноземный Комбинат»			
Ачинская ТЭЦ	Уголь	143490,09	251737,00
	Мазут	-	821,0
ООО «Теплосеть»			
Котельная № 1	Уголь	790,18	1648,20
Котельная №2	Уголь	254,62	523,90
Котельная №3	Уголь	183,75	389,77
Котельная №4	Уголь	170,99	351,79
Котельная №5	Уголь	164,05	341,80
Котельная №6	Уголь	11791,93	24542,64
ООО ТК «Восток»			
Котельная ООО ТК «Восток»	Уголь	14572,7600	31681,0000
ЗАО "Назаровское"			
Котельная ЗАО "Назаровское"	Уголь	н/д	н/д
ОАО «РЖД»			
Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»	Уголь	2404,46	4103,62

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

Согласно СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II–35–76» вид топлива и его классификация (основное, при необходимости аварийное) определяется по согласованию с региональными уполномоченными органами власти. Количество и способ доставки согласовывается на стадии проектирования с топливоснабжающими организациями.

Вместимость склада топлива должна вмещать при доставке железнодорожным транспортом, объем топлива не менее 14–суточного расхода.

Согласно Приказу Минэнерго от 27 ноября 2020 года № 1062 «Об утверждении Порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон»:

- запасы резервного топлива (уголь, мазут, торф) создаются на тепловых электростанциях, которые используют газ в качестве основного вида топлива, для поддержания работы в базовых режимах при частичном или полном отсутствии основного топлива;

- запасы аварийного топлива (дизельного или газотурбинного) создаются на тепловых электростанциях, парогазовые установки (далее – ПГУ) и (или) газотурбинные установки (далее – ГТУ) которых используют газ в качестве основного вида топлива, для поддержания работы при полном отсутствии основного топлива;

- запасы вспомогательного топлива создаются на тепловых электростанциях, которые используют уголь и (или) торф в качестве основного вида топлива, для поддержания работы при подсветках и (или) растопках котлоагрегатов, а также при возникновении аварийных нарушений в системах топливоподачи и топливоприготовления;

- владельцы тепловых электростанций, которые используют в качестве основного вида топлива уголь и (или) торф, создают общий нормативный запас топлива (далее ОНЗТ), который состоит из неснижаемого нормативного запаса резервного топлива (далее ННЗТ), нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее НЭЗТ), а также нормативного запаса вспомогательного топлива (далее – НВЗТ). На источнике ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» жидкое топливо используется в качестве основного для пиковых водогрейных котлов типа ПТВМ-100 и ПТВМ-50. В качестве жидкого топлива используют мазут и технологическое топливо:

- мазут топочный по ГОСТ 10585-99 (марка 100, вид IV, сера до 2 %);

- топливо котельное (мазут) Омского нефтеперерабатывающего завода - по ТУ 38.401 58-74-93;

- топливо технологическое – по ТУ 38.108 963-86. Технологическое топливо характеризуется более низкой температурной вспышки, меньшей вязкостью.

Мазутное хозяйство расположено на территории АО «РУСАЛ Ачинск», относится к хозяйству энергетического цеха и входит в состав объектов АО «РУСАЛ Ачинск». Мазутное хозяйство энергоцеха обслуживает различные подразделения комбината, в том числе и Теплоэлектроцентраль. Запас емкостей энергоцеха – 24,65 тыс.тн мазута. Потребность ТЭЦ в мазуте составляет менее 4 % от общей потребности АО «РУСАЛ Ачинск».

1.8.3 Описание особенностей характеристик топлива в зависимости от мест поставки

Энергетические котлы ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» предназначены для сжигания твердого топлива.

Для растопки котлоагрегатов и на технологические нужды котлоагрегата (расшлаковка, срабатывание угля в бункерах пыли перед длительным остановом к/а) применяется топочный мазут марки М100.

Угольный склад ТЭЦ занимает площадь 25 000 м². Проектная емкость угольного склада 265 тысяч тонн угля. Штабели угля закладываются слоями не более 1-го метра. Поверхность каждого слоя планируется, а затем уплотняется бульдозерами, при этом создаются откосы с углами 40°-45°.

Поставщик бурого угля - ОАО «СУЭК-Красноярск» Бородинский разрез. Договор на поставку угля № СУЭК-КРА-13/419С. Транспортное расстояние до Бородинского разреза составляет 359 км, железнодорожная доставка. Время перевозки топлива от поставщика – 5,0 суток.

Жидкое топливо используется в качестве основного для пиковых водогрейных котлов типа ПТВМ-100 и ПТВМ-50. В качестве жидкого топлива используют мазут и технологическое топливо:

- мазут топочный по ГОСТ 10585-99 (марка 100, вид IV, сера до 2 %);
- топливо котельное (мазут) Омского нефтеперерабатывающего завода - по ТУ 38.401 58-74-93;

топливо технологическое – по ТУ 38.108 963-86. Технологическое топливо характеризуется более низкой температурной вспышки, меньшей вязкостью.

ООО «Теплосеть» заключен договор на поставку угля марки 2БР (0– 300).

На основании заключенного договора на поставку топлива для источников тепловой энергии г. Ачинск качество предоставляемого топлива соответствует ГОСТу.

1.8.4 Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива в процессе выработки тепловой энергии источниками теплоснабжения не используются.

1.8.5 Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом [ГОСТ 25543-2013](#) "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Таблица 1.8.5.1 - Виды топлива и значения низшей теплоты сгорания

№	Наименование теплового источника	Вид топлива	Низшая теплота сгорания, ккал/ед.
1	ООО «Теплосеть»	Уголь	3280
2	АО «Русал Ачинский Глиноземный Комбинат»	Уголь	3990
3	ООО ТК «Восток»	Уголь	3275 3100
4	ЗАО "Назаровское"	Уголь	3275 3100
5	Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»	Уголь	4102

1.8.6 Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

В городе Ачинск преобладающим видом топлива является уголь.

1.8.7 Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

Направлений по переводу котельных на другие виды топлива отсутствуют.

Часть 9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Основные определения:

Основным показателем надежности тепловых сетей является вероятность безотказной работы (P) – способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и промышленных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$, более числа раз, установленного нормативами.

Отдельные системы и системы коммунального теплоснабжения города (населенного пункта) с точки зрения надежности могут быть оценены как высоконадежные, надежные, малонадежные, ненадежные.

Градация основывается на значении вероятности безотказной работы системы. Так в зависимости от вероятности:

- 0 - 0,5 ненадежные;
- 0,5 - 0,74 малонадежные;
- 0,75 - 0,89 надежные;
- 0,9 - 1 высоконадежные.

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источников тепловой энергии $P_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $P_{тс} = 0,9$;
- потребителя тепловой энергии $P_{пт} = 0,99$;
- системы централизованного теплоснабжения в целом $P_{сцт} = 0,97 \cdot 0,9 \cdot 0,99 = 0,86$.

Коэффициент готовности (качества) системы (K_g) – вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами. Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе K_g принимается равным 0,97.

Живучесть системы ($Ж$) – способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54 ч) остановов.

Минимальная подача теплоты по трубопроводам, расположенным в неотапливаемых помещениях снаружи, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п., должна достаточной для поддержания температуры воды в течение всего ремонтно-восстановительного периода после отказа не ниже 3°C .

Надежность тепловых сетей – способность обеспечивать потребителей требуемым количеством теплоносителя при заданном его качестве, оставаясь в течение заданного срока (25-30 лет) в полностью работоспособном состоянии при сохранении заданных на стадии проектирования технико-экономических показателей (значений абсолютных и удельных потерь теплоты, пропускной способности, расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя и т.д.)

К свойствам надежности, регламентированным, относятся:

безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость.

Безотказность – способность сетей сохранять рабочее состояние в течение заданного нормативного срока службы. Количественным показателем выполнения этого свойства может служить параметр потока отказов λ , определяемый как число отказов за год, отнесенное к единице (1 км) протяженности трубопроводов.

Долговечность – свойство сохранять работоспособность до наступления предельного состояния, когда дальнейшее их использование недопустимо или экономически нецелесообразно.

Ремонтопригодность – способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтопригодность теплопровода, можно принять время зр, необходимое для ликвидации повреждения.

Сохраняемость – способность сохранять безотказность, долговечность и ремонтопригодность в течение срока консервации.

1.9.2 Частота отключений потребителей

Таблица 1.9.2.1 - Частота отключений потребителей

№	Источник тепловой энергии	Кол-во отключений	Кол-во отключений на сетях
1	Котельная № 1	0	0
2	Котельная №2	0	0
3	Котельная №3	0	0
4	Котельная №4	0	0
5	Котельная №5	0	0
6	Котельная №6	0	0
7	Ачинская ТЭЦ	0	0
8	Котельная ООО ТК «Восток»	0	0
9	Котельная ЗАО "Назаровское"	0	0
10	Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»	0	0

1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Таблица 1.9.3.1 - Время восстановления теплоснабжения потребителей

№	Источник тепловой энергии	Кол-во отключений	Кол-во отключений на сетях
1	Котельная № 1	0	0
2	Котельная №2	0	0
3	Котельная №3	0	0
4	Котельная №4	0	0
5	Котельная №5	0	0
6	Котельная №6	0	0

7	Ачинская ТЭЦ	0	0
8	Котельная ООО ТК «Восток»	0	0
9	Котельная ЗАО "Назаровское"	0	0
10	Котельная ТЧР-12 ст. Ачинск-2 ОАО «РЖД»	0	0

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

Зоны ненормативной надежности отсутствуют

1.9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

В муниципальном образовании не зафиксированы аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти.

1.9.6 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, позволяет сделать следующий вывод о том, что большинство отказов тепловых сетей происходит по причине коррозии металла трубопроводов тепловой сети: язвенной, пленочной, точечной электрохимической.

1.9.7 Сценарии развития аварий

Схемой теплоснабжения муниципального образования «город Ачинск» предусмотрено два сценария развития аварий в системе теплоснабжения:

1. Отказ основного оборудования;
2. Порыв на тепловых сетях, что может привести к прекращению подачи тепловой энергии.

Моделирование гидравлических режимов работы централизованных систем теплоснабжения произведено в электронной модели.

Часть 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Основные технико-экономические показатели предприятия — это система измерителей, абсолютных и относительных показателей, которая характеризует хозяйственно-экономическую деятельность предприятия. Комплексный характер системы технико-экономических показателей позволяет адекватно оценить деятельность отдельного предприятия и сопоставить его результаты в динамике.

Таблица 1.10.1 - Основные технико-экономические показатели ООО «Теплосеть»

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Как организация, вырабатывающая тепловую энергию									
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	57, 17	67, 05	58, 38	62, 66	58,23	61,05	59,88
1.1	С коллекторов источника непосредственно потребителям:	тыс. Гкал							
1.1.1	в паре	тыс. Гкал							
1.1.2	в горячей воде	тыс. Гкал							
1.2	С коллекторов источника в тепловые сети:	тыс. Гкал	57, 17	67, 05	58, 38	62, 66	58,23	61,05	59,88
1.2.1	в паре	тыс. Гкал							
1.2.2	в горячей воде	тыс. Гкал	57, 17	67, 05	58, 38	62, 66	58,23	61,05	59,88
2	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб							
3	Неподконтрольные расходы	тыс.руб							
4	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб							
5	Прибыль	тыс.руб							
6	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс.руб							
Как организация, передающая тепловую энергию									
1	Покупка тепловой энергии на компенсацию потерь тепловой энергии при передаче, всего, в том числе:	тыс. Гкал	1011,7	961,81	884,86	961,0	927,69	892,38	886,84
2	Покупка теплоносителя на компенсацию потерь теплоносителя при передаче, всего, в том	тыс. тонн	2 139,86	2493,85	2 153,08	2242,01	2 210,95	1 990,49	1 882,76

	числе:								
3	Потери тепловой энергии в тепловой сети (нормативные)	тыс. Гкал	181,6	193,04	177,59	192,87	193,08	193,24	196,11
		%	17,95	20,07	20,07	20,07	19,30	19,90	20,60
4	Потери теплоносителя в тепловой сети (нормативные)	тыс. тонн	384,1	500,52	432,12	449,97	443,74	440,86	408,31
		%	17,95	20,07	20,07	20,07	20,07	19,94	21,69
5	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (реализация)	тыс. Гкал	708,54	746,98	685,68	725,44	800,21	768,82	778,13
6	Отпуск теплоносителя из тепловой сети (реализация)	тыс. тонн	2267,95	2275,86	2419,49	2379,6	2 451,85	2 362,73	2 287,07
7	Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг)	тыс.руб .	1 000 086,89	878357, 01	937710, 17	981105,7 2	1 014 641,32	1 059 527,12	1 222 814,47
8	Внереализационные расходы	тыс.руб .	-	-	-	-			
9	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения (в том числе затраты на социальные нужды, прочие расходы из прибыли)	тыс.руб .	-	-	-	-			
10	Налог на прибыль	тыс.руб .	-	-	-	-			
11	Необходимая валовая выручка без предпринимательской прибыли	тыс.руб .	1000086, 89	878357, 01	937710, 17	981 105,72	1 014 641,32	1 059 527,12	1 222 814,47
12	Предпринимательская прибыль	тыс.руб .	-	-	-	-			
13	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс.руб .	1000086, 89	878357, 01	937710, 17	981105,7 2	1 014 641,32	1 059 527,12	1 222 814,47

Таблица 1.10.2 - Основные технико-экономические показатели АО «Русал Ачинск»

№	Наименование параметра	Ед. изм.	2020	2024
1	Дата сдачи годового	х	25.03.2020	н/д
2	Выручка от регулируемой	тыс. руб.	414938,0508	н/д
3	Себестоимость производимых	тыс. руб.	469460,0308	н/д
3.1	расходы на покупаемую тепловую	тыс. руб.	0	0
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	272047,5581	н/д
3.2.	уголь бурый	х	х	х
	общая стоимость		262235,0059	н/д
3.2.1	объем	тонны	285157,018	251737,00
3.2.1	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	0,87637	н/д
3.2.1	стоимость доставки	тыс. руб.	12331,95	н/д
3.2.1	способ приобретения	х	Прочее	Прочее
3.2.	мазут	х	х	х
	общая стоимость		9812,552199	н/д
3.2.2	объем	тонны	641,923	н/д
3.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	13,66105	н/д
3.2.2	стоимость доставки	тыс. руб.	1043,21	н/д
3.2.2	способ приобретения	х	Прочее	Прочее
3.3	Расходы на покупаемую	тыс. руб.	0	0
3.3.	Средневзвешенная стоимость 1	руб.	0	0

№	Наименование параметра	Ед. изм.	2020	2024
3.3.	Объем приобретенной	тыс. кВт·ч	0	0
3.4	Расходы на приобретение	тыс. руб.	3941,120072	н/д
3.5	Расходы на хим. реагенты,	тыс. руб.	0	0
3.6	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	10253,07149	н/д
3.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	3502,849254	н/д
3.8	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	2067,515927	н/д
3.9	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	555,3956533	н/д
3.10	Расходы на амортизацию	тыс. руб.	16111,91939	н/д
3.11	Расходы на аренду имущества,	тыс. руб.	0	0
3.12	Общепроизводственные расходы,	тыс. руб.	10892,57158	н/д
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	0
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0	0
3.13	Общехозяйственные расходы, в	тыс. руб.	22624,26727	н/д
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	0
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0	0
3.14	Расходы на капитальный и	тыс. руб.	103513,4878	н/д
	Информация об объемах товаров и		есть	н/д
3.15	Прочие расходы, которые	тыс. руб.	23950,274	н/д
3.15.1	расходы на услуги	тыс. руб.	23950,2743	н/д
4	Валовая прибыль (убытки) от	тыс. руб.	-	-
5	Чистая прибыль, полученная от	тыс. руб.	0	0
5.1	Размер расходования	тыс. руб.	0	0
6	Изменение стоимости основных	тыс. руб.	0	0
6.1	Изменение стоимости основных	тыс. руб.	0	0
6.1.1	Изменение стоимости основных	тыс. руб.	0	0
6.1.2	Изменение стоимости основных	тыс. руб.	0	0
6.2	Изменение стоимости основных	тыс. руб.	0	0
7	Годовая бухгалтерская отчетность,	х		
8	Установленная тепловая	Гкал/ч	980	н/д
9	Тепловая нагрузка по договорам	Гкал/ч		н/д
10	Объем вырабатываемой тепловой	тыс. Гкал	4595,679	н/д
13	Фактический объем потерь при	тыс. Гкал/год	179,775	н/д
13.1	Плановый объем потерь при	тыс. Гкал/год	0	н/д
14	Среднесписочная численность	человек	125	н/д
15	Среднесписочная численность	человек	0	0
17	Плановый удельный расход	кг усл. топл./Гкал	0	0
18	Фактический удельный расход	кг усл. топл./Гкал	177,4643094	н/д
21	Информация о показателях	х		
21.1	Информация о показателях	х		
21.2	Информация о показателях	х		
	Информация об объемах товаров и		есть	

Таблица 1.10.3 - Основные технико-экономические показатели ЗАО «Назаровское»

№	Наименование параметра	Ед. изм.	2020	2024
1	Дата сдачи годового	х	24.03.2020	н/д
2	Выручка от регулируемой	тыс. руб.	37886,4413	н/д
3	Себестоимость производимых	тыс. руб.	57371,5509	н/д
3.1	расходы на покупаемую	тыс. руб.	0	0
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	18703,7799	н/д
3.2.1	уголь бурый	х	х	х
3.2.1.1	объем	тонны	19836,02	19836,02
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	0,483	н/д
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	9122,98231	н/д
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прочее	Прочее
3.3	Расходы на покупаемую	тыс. руб.	5885,33	н/д

№	Наименование параметра	Ед. изм.	2020	2024
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1	руб.	2,12647729	н/д
3.3.2	Объем приобретенной	тыс. кВт·ч	2767,643	2767,643
3.4	Расходы на приобретение	тыс. руб.	71,64	н/д
3.5	Расходы на хим. реагенты,	тыс. руб.	0	н/д
3.6	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	13532,871	н/д
3.7	Отчисления на социальные	тыс. руб.	4141,06	н/д
3.8	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	0	н/д
3.9	Отчисления на социальные	тыс. руб.	0	н/д
3.10	Расходы на амортизацию	тыс. руб.	9487,71	н/д
3.11	Расходы на аренду	тыс. руб.	0	н/д
3.12	Общепроизводственные	тыс. руб.	85,54	н/д
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	н/д
3.12.2	Расходы на капитальный	тыс. руб.	0	н/д
3.13	Общехозяйственные расходы,	тыс. руб.	943,16	н/д
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	н/д
3.13.2	Расходы на капитальный	тыс. руб.	0	н/д
3.14	Расходы на капитальный и	тыс. руб.	2268,45	н/д
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости		отсутствует	н/д
3.15	Прочие расходы, которые	тыс. руб.	2252,01	н/д
3.15.1	плата за выбросы и сбросызагрязняющих веществ в	тыс. руб.	385,18	н/д
3.15.2	расходы на страхование	тыс. руб.	10,8	н/д
3.15.3	расходы на оплату услуг,	тыс. руб.	1856,03	н/д
4	Валовая прибыль (убытки) от	тыс. руб.	-	н/д
5	Чистая прибыль, полученная	тыс. руб.	0	н/д
5.1	Размер расходованиячистой прибыли на	тыс. руб.	0	н/д
6	Изменение стоимости	тыс. руб.	0	н/д
6.1	Изменение стоимости	тыс. руб.	0	н/д
6.1.1	Изменение стоимости	тыс. руб.	0	н/д
6.1.2	Изменение стоимости	тыс. руб.	0	н/д
6.2	Изменение стоимости	тыс. руб.	0	н/д
7	Годовая бухгалтерская	х		
8	Установленная тепловаямощность объектов	Гкал/ч	40	40
9	Тепловая нагрузка по договорам	Гкал/ч	12,16	10,55
10	Объем вырабатываемой	тыс. Гкал	36,750956	36,750956
10.1	Объем приобретаемой	тыс. Гкал	0	0
11	Объем тепловой энергии,	тыс. Гкал	34,565866	34,565866
11.1	Определенном по приборам	тыс. Гкал	34,565866	34,565866
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии,	тыс. Гкал	0	0
11.2	Определенном расчетным	тыс. Гкал	0	0
12	Нормативы технологических	Ккал/ч. мес.	0	0
13	Фактический объем потерь при	тыс. Гкал/год	1,292	1,292
13.1	Плановый объем потерь при	тыс. Гкал/год	1,292	1,292
14	Среднесписочная численность	человек	51	н/д
15	Среднесписочная численность	человек	0	н/д
16	Норматив удельного расходаусловного топлива при	кг у. т./Гкал	182,12	182,12
17	Плановый удельный расходусловного топлива при	кг усл. топл./Гкал	182,12	182,12
18	Фактический удельный расходусловного топлива при	кг усл. топл./Гкал	182,12	182,12
19	Удельный расход электрической энергии на	тыс. кВт.ч/Гкал	0,0801	0,0801
20	Удельный расход холоднойводы на производство	куб.м/Гкал	0,2621	0,2621
21	Информация о показателяхтехничко-экономического состояния систем	х		
21.1	Информация о показателях	х		
21.2	Информация о показателях	х		

Часть 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

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

Таблица 1.11.1.1 - Тариф на тепловую энергию (мощность) поставляемую потребителям ООО «Теплосеть»

N п/п	Вид тарифа	Год	1-е полугодие	2-е полугодие
			вода	
1	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
1.1	однотарифный, руб./Гкал	2022	1210,96	1259,4
2	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
2.1	однотарифный, руб./Гкал	2022	1453,15	1511,28
3	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
3.1	однотарифный, руб./Гкал	2023	1209,71	1286,79
4	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
4.1	однотарифный, руб./Гкал	2023	1451,65	1544,15
5	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
5.1	однотарифный, руб./Гкал	2024	1372,75	1468,84
6	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
6.1	однотарифный, руб./Гкал	2024	1647,30	1762,61
7	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
7.1	однотарифный, руб./Гкал	2025	1468,84	1531,58
8	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
8.1	однотарифный, руб./Гкал	2025	1762,61	1837,90
9	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
9.1	однотарифный, руб./Гкал	2026	1531,58	1571,82
10	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
10.1	однотарифный, руб./Гкал	2026	1837,90	1886,18
11	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
11.1	однотарифный, руб./Гкал	2027	1571,82	1650,87
12	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
12.1	однотарифный, руб./Гкал	2027	1886,18	1981,04
13	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
13.1	однотарифный, руб./Гкал	2028	1650,87	1680,76
14	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
14.1	однотарифный, руб./Гкал	2028	1981,04	2016,91

Таблица 1.11.1.2 - Тариф на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии ООО «Теплосеть»

N п/п	Вид тарифа	Год	1-е полугодие	2-е полугодие
			вода	
1	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)			
1.1	однотарифный, руб./Гкал	2022	693,92	721,68
2	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
2.1	однотарифный, руб./Гкал	2022	832,7	866,02
3	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)			

3.1	однотарифный, руб./Гкал	2023	693,2	737,37
4	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
4.1	однотарифный, руб./Гкал	2023	831,84	884,84
5	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)			
5.1	однотарифный, руб./Гкал	2024	786,63	841,69
6	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
6.1	однотарифный, руб./Гкал	2024	943,96	1010,03
7	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)			
7.1	однотарифный, руб./Гкал	2025	634,23	661,32
8	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
8.1	однотарифный, руб./Гкал	2025	761,08	793,58
9	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)			
9.1	однотарифный, руб./Гкал	2026	661,32	678,69
10	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
10.1	однотарифный, руб./Гкал	2026	793,58	814,43
11	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)			
11.1	однотарифный, руб./Гкал	2027	678,69	712,82
12	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
12.1	однотарифный, руб./Гкал	2027	814,43	855,38
13	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)			
13.1	однотарифный, руб./Гкал	2028	712,82	725,73
14	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
14.1	однотарифный, руб./Гкал	2028	855,38	870,88

Таблица 1.11.1.3 - Тариф на горячую воду, поставляемую ООО «Теплосеть» с использованием закрытых систем горячего водоснабжения по СЦТ № 1 "котельная № 5: ул. Коминтерна, 28

N п/п		Компонент на теплоноситель, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию
			Однотавочный, руб./Гкал
с 01.01.2024 по 30.06.2024			
1	Прочие потребители		
		56,15	1372,75
1.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		67,38	1647,30
с 01.07.2024 по 31.12.2024			
2	Прочие потребители		
		61,65	1468,84
2.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		73,98	1762,61
с 01.01.2025 по 30.06.2025			
3	Прочие потребители		
		61,65	1468,84
3.1.	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		73,98	1762,61
с 01.07.2025 по 31.12.2025			
4	Прочие потребители		
		62,35	1531,58

4.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		74,82	1837,90
с 01.01.2026 по 30.06.2026			
5	Прочие потребители		
		62,35	1531,58
5.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		74,82	1837,90
с 01.07.2026 по 31.12.2026			
6	Прочие потребители		
		64,17	1571,82
6.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		77,00	1886,18
с 01.01.2027 по 30.06.2027			
7	Прочие потребители		
		64,17	1571,82
7.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		77,00	1886,18
с 01.07.2027 по 31.12.2027			
8	Прочие потребители		
		64,31	1650,87
8.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		77,17	1981,04
с 01.01.2028 по 30.06.2028			
9	Прочие потребители		
		64,31	1650,87
9.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		77,17	1981,04
с 01.07.2028 по 31.12.2028			
10	Прочие потребители		
		65,62	1680,76
10.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		78,74	2016,91

Таблица 1.11.1.4 - Тариф на горячую воду, поставляемую ООО «Теплосеть» с использованием закрытых систем горячего водоснабжения по СЦТ № 2 "котельная № 8

N п/п		Компонент на теплоноситель, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию
			Одноставочный, руб./Гкал
с 01.01.2024 до 30.06.2024			
1	Прочие потребители		
		26,80	1372,75
1.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		32,16	1647,30
с 01.07.2024 по 31.12.2024			
2	Прочие потребители		
		29,42	1468,84
2.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		35,30	1762,61
с 01.01.2025 по 30.06.2025			
3.	Прочие потребители		
		29,42	1468,84

3.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		35,30	1762,61
с 01.07.2025 по 31.12.2025			
4	Прочие потребители		
		30,13	1531,58
4.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		36,16	1837,90
с 01.01.2026 по 30.06.2026			
5	Прочие потребители		
		30,13	1531,58
5.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		36,16	1837,90
с 01.07.2026 по 31.12.2026			
6	Прочие потребители		
		30,97	1571,82
6.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		37,16	1886,18
с 01.01.2027 по 30.06.2027			
7	Прочие потребители		
		30,97	1571,82
7.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		37,16	1886,18
с 01.07.2027 по 31.12.2027			
8	Прочие потребители		
		31,28	1650,87
8.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		37,54	1981,04
с 01.01.2028 по 30.06.2028			
9	Прочие потребители		
		31,28	1650,87
9.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		37,54	1981,04
с 01.07.2028 по 31.12.2028			
10	Прочие потребители		
		31,44	1680,76
10.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		37,73	2016,91

Таблица 1.11.1.5 - Тариф на горячую воду, поставляемую ООО «Теплосеть» с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) по СЦТ № 1 "от источника ОАО «Русал Ачинск»»

N п/п		Компонент на теплоноситель, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию
			Одноставочный, руб./Гкал
1	2	3	4
с 01.01.2024 по 30.06.2024			
1	Прочие потребители		
		13,86	1372,75
1.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		16,63	1647,30

с 01.07.2024 по 31.12.2024			
2	Прочие потребители		
		15,21	1468,84
2.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		18,25	1762,61
с 01.01.2025 по 30.06.2025			
3	Прочие потребители		
		15,21	1468,84
3.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		18,25	1762,61
с 01.07.2025 по 31.12.2025			
4	Прочие потребители		
		15,27	1531,58
4.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		18,32	1837,90
с 01.01.2026 по 30.06.2026			
5	Прочие потребители		
		15,27	1531,58
5.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		18,32	1837,90
с 01.07.2026 по 31.12.2026			
6	Прочие потребители		
		16,40	1571,82
6.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		19,69	1886,18
с 01.01.2027 по 30.06.2027			
7	Прочие потребители		
		16,40	1571,82
7.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		19,69	1886,18
с 01.07.2027 по 31.12.2027			
8	Прочие потребители		
		16,48	1650,87
8.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		19,77	1981,04
с 01.01.2028 по 30.06.2028			
9	Прочие потребители		
		16,48	1650,87
9.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		19,77	1981,04
с 01.07.2028 по 31.12.2028			
10	Прочие потребители		
		17,28	1680,76
10.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		20,74	2016,91

Таблица 1.11.1.6 - Тариф на горячую воду, поставляемую ООО «Теплосеть» с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) по СЦТ № 2 «от источника ООО ТК «Восток»»

N п/п		Компонент на теплоноситель, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию
			Одноставочный, руб./Гкал
1	2	3	4
с 01.01.2024 по 30.06.2024			
1	Прочие потребители		
		97,02	1372,75
1.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		116,42	1647,30
с 01.07.2024 по 31.12.2024			
2	Прочие потребители		
		106,53	1468,84
2.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		127,84	1762,61
с 01.01.2025 по 30.06.2025			
3	Прочие потребители		
		106,53	1468,84
3.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		127,84	1762,61
с 01.07.2025 по 31.12.2025			
4	Прочие потребители		
		104,43	1531,58
4.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		125,32	1837,90
с 01.01.2026 по 30.06.2026			
5	Прочие потребители		
		104,43	1531,58
5.1.	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		125,32	1837,90
с 01.07.2026 по 31.12.2026			
6	Прочие потребители		
		113,33	1571,82
6.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		136,00	1886,18
с 01.01.2027 по 30.06.2027			
7	Прочие потребители		
		113,33	1571,82
7.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		136,00	1886,18
с 01.07.2027 по 31.12.2027			
8	Прочие потребители		
		112,20	1650,87
8.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		134,64	1981,04
с 01.01.2028 по 30.06.2028			
9	Прочие потребители		
		112,20	1650,87
9.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		134,64	1981,04

с 01.07.2028 по 31.12.2028			
10	Прочие потребители		
		116,69	1680,76
10.1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		140,03	2016,91

Таблица 1.11.1.7 - Тариф на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям АО «Русал Ачинск»

N п/п	Вид тарифа	Год	1-е полугодие	2-е полугодие
			вода	
1	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации			
1.1	однотарифный, руб./Гкал	2022	600,28	624,29
2	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
2.1	однотарифный, руб./Гкал	2022	720,34	749,15
3	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации			
3.1	однотарифный, руб./Гкал	2023	601,97	626,08
4	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
4.1	однотарифный, руб./Гкал	2023	722,36	751,30
5	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации			
5.1	однотарифный, руб./Гкал	2024	680,48	782,55
6	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
6.1	однотарифный, руб./Гкал	2024	816,58	939,06
7	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации			
7.1	однотарифный, руб./Гкал	2025	782,55	721,37
8	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
8.1	однотарифный, руб./Гкал	2025	939,06	865,64
9	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации			
9.1	однотарифный, руб./Гкал	2026	573,94	660,52
10	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
10.1	однотарифный, руб./Гкал	2026	688,73	792,62
11	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации			
11.1	однотарифный, руб./Гкал	2027	660,52	604,65
12	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
12.1	однотарифный, руб./Гкал	2027	792,62	725,58
13	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации			
13.1	однотарифный, руб./Гкал	2028	604,65	701,03
14	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
14.1	однотарифный, руб./Гкал	2028	725,58	841,24

Таблица 1.11.1.8 - Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям ООО «Теплосеть» по СЦТ № 1 «от источника АО «РУСАЛ Ачинск»

№	Вид тарифа	Вид теплоносителя	
		вода	пар
1	с 01.01.2019 по 30.06.2022		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
1.1	одноставочный, руб./куб. м	12,23	-
	с 01.07.2019 по 31.12.2022		
1.2	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	12,72	-
1.3	с 01.01.2019 по 30.06.2023		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	12,56	-
1.4	с 01.07.2019 по 31.12.2023		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	12,73	-
1.5	с 01.01.2024 по 30.06.2024		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	13,86	-
1.6	с 01.07.2024 по 31.12.2024		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	15,21	-
1.7	с 01.01.2025 по 30.06.2025		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	15,27	-
1.8	с 01.07.2025 по 31.12.2025		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	15,27	-
1.9	с 01.01.2026 по 30.06.2026		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	16,40	-
1.10	с 0.07.2026 по 31.12.2026		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	16,40	-
1.11	с 01.07.2027 по 31.12.2027		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	16,48	-
1.12	с 01.01.2028 по 30.06.2028		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	16,48	-
1.13	с 01.07.2028 по 31.12.2028		
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный, руб./куб. м	17,28	-

Таблица 1.11.1.9 - Тариф на горячую воду, поставляемую АО «Русал Ачинск» с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения)

№		Компонент на теплоноситель, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию
			одноставочный, руб./куб. м
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	
1	Прочие потребители	12,23	600,28
1.1	Население (с учетом НДС)	14,68	720,34
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	
2	Прочие потребители	12,72	624,29
2.1	Население (с учетом НДС)	15,26	749,15
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	
3	Прочие потребители	12,72	624,29
3.1	Население (с учетом НДС)	15,26	749,15
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	
4	Прочие потребители	12,73	626,08
4.1	Население (с учетом НДС)	15,27	751,3
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	
5	Прочие потребители	13,86	680,48
5.1	Население (с учетом НДС)	16,63	816,58
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	
6	Прочие потребители	15,21	782,55
6.1	Население (с учетом НДС)	18,25	939,06
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	
7	Прочие потребители	15,21	782,55
7.1	Население (с учетом НДС)	18,25	939,06
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	
8	Прочие потребители	17,49	782,55
8.1	Население (с учетом НДС)	20,99	939,06
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	
9	Прочие потребители	15,27	721,37
9.1	Население (с учетом НДС)	18,32	865,64
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	
10	Прочие потребители	16,40	660,52
10.1	Население (с учетом НДС)	19,69	792,62
		с 01.01.2027 по 30.06.2027	
11	Прочие потребители	16,40	660,52
11.1	Население (с учетом НДС)	19,69	792,62
		с 01.07.2027 по 31.12.2027	
12	Прочие потребители	16,48	604,65
12.1	Население (с учетом НДС)	19,77	725,58
		с 01.01.2028 по 30.06.2028	
13	Прочие потребители	16,48	604,65
13.1	Население (с учетом НДС)	19,77	725,58
		с 01.07.2028 по 31.12.2028	
14	Прочие потребители	17,28	701,03
14.1	Население (с учетом НДС)	20,74	841,24

Таблица 1.11.1.10 – Тариф на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям Красноярской дирекции по тепловодоснабжению филиала Центральная дирекция по тепловодоснабжению филиала ОАО "РЖД" по СЦТ № 11 «Станция Ачинск ТРЧ»

N п/п	Вид тарифа	Год	1-е полугодие	2-е полугодие
			вода	
1	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
1.1	однотарифный, руб./Гкал	2022	1909,30	1985,62
2	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
2.1	однотарифный, руб./Гкал	2022	2291,15	2382,74
3	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
3.1	однотарифный, руб./Гкал	2023	2165,02	2165,02
4	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
4.1	однотарифный, руб./Гкал	2023	2598,02	2598,02
5	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
5.1	однотарифный, руб./Гкал	2024	2165,02	2377,19
6	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
6.1	однотарифный, руб./Гкал	2024	2598,02	2852,63
7	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
7.1	однотарифный, руб./Гкал	2025	2377,19	2696,17
8	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
8.1	однотарифный, руб./Гкал	2025	2852,63	3235,40
9	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
9.1	однотарифный, руб./Гкал	2026	2696,17	2455,83
10	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
10.1	однотарифный, руб./Гкал	2026	3235,40	2946,99
11	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
11.1	однотарифный, руб./Гкал	2027	2455,83	2955,65
12	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
12.1	однотарифный, руб./Гкал	2027	2946,99	3546,78
13	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
13.1	однотарифный, руб./Гкал	2028	2955,65	2516,18
14	Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
14.1	однотарифный, руб./Гкал	2028	3546,78	3019,42

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

Для утверждения тарифа на тепловую энергию производится экспертная оценка предложений об установлении тарифа на тепловую энергию. В тариф входят такие показатели как: выработка тепловой энергии, собственные нужды котельной, потери тепловой энергии, отпуск тепловой энергии, закупка топлива и прочих материалов на нужды предприятия, плата за электроэнергию, холодное водоснабжение, оплата труда работникам предприятия, арендные расходы и налоговые сборы и прочее. На основании вышеперечисленного формируется цена тарифа на тепловую энергию, которая проходит слушания и защиту.

В целях утверждения единых тарифов для потребителей коммунальных услуг (населения) муниципального образования, формирование тарифа на тепловую энергию производится по замыкающей цене, при которой в экономически обоснованных расходах теплоснабжающих организаций, действующих в пределах границ муниципального образования, учитываются также и затраты на приобретение тепловой энергии у других теплоснабжающих организаций. При этом основной целью осуществления регулирования конечных цен указанным способом, является формирование стоимости коммунальных услуг по единой цене, для потребителей тепловой энергии, подключенных к объектам теплоснабжения прочих теплоснабжающих организаций. Соответственно уполномоченным органом, осуществляющим функции государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию, производится экспертная оценка предложений от всех организаций в части предложений об установлении экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию по всем статьям расходов.

На основании указанной оценки и обоснованных корректировок формируются цены (тарифы) на тепловую энергию, которые после проведения слушаний, утверждаются приказом Министерства министерство тарифной политики Красноярского края.

1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

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

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

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

1.11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию(мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

Потребители в утвержденных ценовых зонах отсутствуют.

1.11.6 Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

Потребители в утвержденных ценовых зонах отсутствуют.

1.11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Принципиальных изменений в прогнозах тарифов не произошло. Величины за отчетный период корректировались в пределах максимального индекса роста.

Часть 12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

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

Основным источником теплоснабжения города является ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск», отпускающая тепло по температурному графику 150-70°C со срезкой на 100°C.

Температурный график 150-70°C со срезкой на 100°C рассчитан в диапазоне температур наружного воздуха от $T_{н.в.} = +8^{\circ}\text{C}$ до $T_{н.в.} = -41^{\circ}\text{C}$. В диапазоне температур от $+8^{\circ}\text{C}$ до -16°C , температура теплоносителя подается согласно температурному графику 150-70°C. При достижении температуры теплоносителя в подающем трубопроводе $T_1 = 100^{\circ}\text{C}$ при $T_{н.в.} = -16^{\circ}\text{C}$ и ниже температура внутреннего воздуха в помещениях собственников начинает снижаться.

На основании договора энергоснабжения тепловой энергии в горячей воде № РА-Д-14-059/4 от 01.03.2014 между АО «РУСАЛ Ачинск» и ООО «Теплосеть» городу предоставлена предельная тепловая нагрузка 320 Гкал/ч.

В сложившейся ситуации в городе имеется дефицит тепловой энергии -27,0474 Гкал/ч.

Дефицит тепловой мощности котельной №6 позволит устранить строительство (реконструкция) данной котельной мощностью 50 МВт.

Предложение по новому строительству (техническому перевооружению) источника тепловой энергии на территории котельной № 6 обеспечит меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу двух не перспективных источников тепловой энергии (котельная №1 ул. Л. Толстого, производственная котельная ПОС), а также выработавших нормативный срок службы, продление которого экономически нецелесообразно.

Замещение малых котельных носит не только экономическое обоснование, но и способствует снижению экологической нагрузки на окружающую среду (снижение негативного воздействия на окружающую среду).

Мероприятия по реконструкции и строительству насосных станций для обеспечения гидравлического режима.

Данные мероприятия позволят обеспечить теплоснабжением существующих потребителей тепловой энергии в полном объеме, а также подключение новых потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения с соблюдением гидравлического режима.

Реконструкция существующей ПНС-1 м-он Авиатор, 74 (замена 4-х установленных сетевых насосов, производительностью 2500м³/час, напором 70м на 4 сетевых насоса, производительностью 3500м³/час, напором 70м)

Реконструкция существующей ПНС-2 по ул. Чкалова, 41г: замена 4-х установленных сетевых насосов, производительностью 1250 м³/час, напором 70м на 4-ре

сетевых насоса, производительностью 3000м³/час, напором 70м

Строительство (монтаж) новой модульной ПНС:

Монтаж повысительно-понижительной модульной насосной станции с 4-мя сетевыми насосами (Вп – 1 рабочий, 1 резервный, Во – 1 рабочий, 1 резервный), производительностью 1000м³/час, напором 60м с встроенной комплектной трансформаторной подстанцией с распределительными устройствами РУ-10/0,4 кВ на пересечении ул. Зверева – пр. Лапенкова (вблизи строения нежилого назначения ул. Зверева, 91Б - ТК «Алфавит»).

1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплотребляющих установок потребителей)

Высокий износ тепловых сетей приводит к увеличению вероятности потенциальных аварий и инцидентов. Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности, вызванному коррозией и усталостью металла, так и разрушению изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложений солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой воды. Также отложения уменьшают проходной (внутренний) диаметр трубопроводов, что приводит к снижению давления воды на вводе у потребителей и повышению давления в прямой магистрали на источнике, а, следовательно, увеличению затрат на электроэнергию вследствие необходимости задействования дополнительных мощностей сетевых насосов.

Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем замены трубопроводов и реконструкции тепловых сетей.

1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Наличие дефицита мощности на котельной №6 и на ТЭЦ АО "РУСАЛ Ачинский Глиноземный Комбинат".

1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, отсутствуют.