

*Общество с ограниченной ответственностью  
Производственно-коммерческое предприятие  
«ЯрЭнергоСервис»*



**Схема теплоснабжения с 2013 по 2028 год  
Муниципального образования  
город Дивногорск  
Красноярского края**

**Книга 1**

**Существующее положение в сфере производства,  
передачи и потребления тепловой энергии для целей  
теплоснабжения  
(Проект актуализации на 2024 год)**

*Общество с ограниченной ответственностью  
Производственно-коммерческое предприятие  
«ЯрЭнергоСервис»*



**Схема теплоснабжения с 2013 по 2028 год  
Муниципального образования  
город Дивногорск  
Красноярского  
края**

**Книга 1**

**Существующее положение в сфере производства,  
передачи и потребления тепловой энергии для целей  
теплоснабжения**

Директор: \_\_\_\_\_ Усенко Д.Г.

ГИП: \_\_\_\_\_ Корчак И.В.

Вед. специалист: \_\_\_\_\_ Липовка А.Ю.

г. Красноярск, 2013г.

## Состав проекта:

Пояснительная записка	Схема теплоснабжения муниципального образования города Дивногорск на период до 2028 года
Книга 1	Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения
Книга 2	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Книга 3	Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования города Дивногорск
Книга 4	Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки
Книга 5	Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах
Книга 6	Мастер-план разработки варианта развития схемы теплоснабжения муниципального образования города Дивногорск
Книга 7	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии
Книга 8	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них
Книга 9	Перспективные топливные балансы
Книга 10	Оценка надежности теплоснабжения
Книга 11	Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение
Книга 12	Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации
Книга 13	Воздействие на окружающую среду
Книга 14	Реестр проектов схемы теплоснабжения муниципального образования город Дивногорск на период до 2028 года
Книга 15	Реестр первоочередных проектов схемы теплоснабжения муниципального образования города Дивногорска на период до 2018 года (на первый пятилетний период)
Книга 16	Утверждаемая часть схемы теплоснабжения муниципального образования города Дивногорска на период до 2028 года

## Содержание:

<b>Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....</b>	<b>10</b>
<b>Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения .....</b>	<b>10</b>
1.1.1    Эксплуатационные зоны действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	11
1.1.2    Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии	11
1.1.3    Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	11
<b>Часть 2. Источники тепловой энергии.....</b>	<b>12</b>
1.2.1    Общие положения .....	12
1.2.2    Структура основного оборудования котельных .....	12
1.2.3    Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	22
1.2.4    Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	22
1.2.5    Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто .....	22
1.2.6    Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	24
1.2.7    Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).....	33
1.2.8    Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя .....	33
1.2.9    Среднегодовая загрузка оборудования котельных.....	38
1.2.10    Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	39
1.2.11    Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	40

1.2.12	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	40
<b>Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....</b>		<b>41</b>
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 .....	41
1.3.2	Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии .....	46
1.3.3	Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип прокладки, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки .....	56
1.3.4	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	57
1.3.5	Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов .....	59
1.3.6	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	60
1.3.7	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	61
1.3.8	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	62
1.3.9	Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет .....	62
1.3.10	Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет .....	62
1.3.11	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	62
1.3.12	Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей .....	63

1.3.13	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	63
1.3.14	Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии .....	63
1.3.15	Предписания органов надзорных по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	72
1.3.16	Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям .....	72
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 .....	72
1.3.18	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	72
1.3.19	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	73
1.3.20	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	73
1.3.21	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	73
<b>Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.....</b>		<b>75</b>
1.4.1	Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической.....	75
<b>Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....</b>		<b>77</b>
1.5.1	Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	77

1.5.2	Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	93
1.5.3	Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	94
1.5.4	Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.....	94
1.5.5	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	94
<b>Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....</b>		<b>96</b>
1.6.1	Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов.....	96
1.6.2	Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии .....	96
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 к потребителю .....	98
1.6.4	Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения .....	98
1.6.5	Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности .....	98
<b>Часть 7. Балансы теплоносителя .....</b>		<b>99</b>
1.7.1	Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и	

максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть .....	99
1.7.2 Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения .....	99
<b>Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....</b>	<b>100</b>
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	100
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями .....	100
<b>Часть 9. Надежность теплоснабжения.....</b>	<b>102</b>
1.9.1 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии .....	102
1.9.2 Анализ аварийных отключений потребителей; .....	112
1.9.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений;.....	113
<b>Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....</b>	<b>114</b>
1.10.1 Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.....	114
<b>Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....</b>	<b>119</b>
1.11.1 Описание утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности .....	119



1.11.2	Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	126
1.11.3	Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	128
1.11.4	Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	129
<b>Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа .....</b>		<b>129</b>
1.12.1	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	129
1.12.2	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения .....	129
1.12.3	Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	130
1.12.4	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	130
<b>Приложение 1. Схема тепловых сетей .....</b>		<b>131</b>

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

## **Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения**

### *1.1.1 Эксплуатационные зоны действия теплоснабжающей теплосетевой организации*

Теплоснабжение Муниципального образования город Дивногорск осуществляет Муниципальное унитарное предприятие электрических сетей (далее МУПЭС), которое производит эксплуатацию магистральных, внутриквартальных тепловых сетей и источников тепловой энергии.

На данный момент в МО город Дивногорск насчитывается 9 независимых котельных, которые отапливают объекты социально-культурного назначения, школы, детские сады, жилые дома и производственные помещения МО город Дивногорск. Все котельные имеют собственные магистральные тепловые сети и отапливают сторонних потребителей.

Котельные, отапливающие жилые дома МО город Дивногорск:

- Электрокотельная «Центральная»;
- Электрокотельная №11;
- Электрокотельная №12;
- Электрокотельная №13;
- Электрокотельная №14;
- Электрокотельная №15;
- Электрокотельная МУПЭС,
- Угольная котельная в с. Овсянка;
- Угольная котельная в п. Усть-Мана.

По состоянию на 1 сентября 2023 г. общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исполнении 52,999 километра; около 30,0% сетей имеют высокий износ и отработали нормативный срок эксплуатации. Ежегодно коммунальным предприятием Муниципального образования ремонтируется порядка 1,0 километра теплотрасс, что составляет 1,8% от общей протяженности, но это практически соответствует текущему износу сетей, что не меняет общей

ситуации.

### *1.1.2 Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии*

Данный пункт не рассматривается из-за отсутствия объектов, расположенных в производственных зонах и подключенных к централизованному теплоснабжению (информация предоставлена теплоснабжающей организацией - МУПЭС).

Все промышленные объекты относятся к коммерческим, прирост, а также подключение новых объектов и перепрофилирование существующих производственных зон не предусматривается.

### *1.1.3 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения*

Индивидуальными источниками теплоснабжения оснащены частные малоэтажные дома с приусадебными хозяйствами, а также отдельно стоящие отдаленные от теплоисточников учебные заведения.

## **Часть 2. Источники тепловой энергии**

### *1.2.1 Общие положения*

На территории МО город Дивногорск располагаются следующие котельные:

1. Электрокотельная МУПЭС;
2. Электрокотельная №11;
3. Электрокотельная №12;
4. Электрокотельная №13;
5. Электрокотельная №14;
6. Электрокотельная №15;
7. Электрокотельная «Центральная»;
8. Угольная котельная в с. Овсянка;
9. Угольная котельная в п. Усть-Мана.

### *1.2.2 Структура основного оборудования котельных*

#### *1.2.2.1 Электрокотельная МУПЭС.*

Адрес: г. Дивногорск, ул. Заводская, д.13/1.

Режим работы котельной — круглогодичный на нужды ГВС и в отопительный период продолжительностью 237 суток в год на нужды отопления населения и социально-бытовых потребителей.

Оборудование установлено в здании бывшей котельной Дивногорского завода низковольтной аппаратуры в кирпичном здании с железобетонными перекрытиями. Данное здание условно разделено на 3 очереди. Оборудование установлено в 3-й очереди, которая принадлежит МУПЭС.

В котельной установлено 7 водогрейных котлов производства завода СТЭМИ, г. Иркутск, марки КЭВ-10000/10, тепловая мощность каждого 10 МВт (8,6 Гкал/час), паспортный КПД котлоагрегатов составляет 98%. Строительство двух ЛЭП (кабельных линий) 10 кВ для электроснабжения электрокотельной для нужд МУПЭС (договор технологического присоединения № 15/19-ТП-М2 от 04.09.2019.

Котельная работает в одноконтурном режиме.

Подготовка воды с использованием деаэратора ДСВ-75/25 с

последующим накоплением в двух баках-аккумуляторах 700 м<sup>3</sup> каждый, далее двумя подпиточными насосами (один резервный) FHE 65-160/150 об/мин подается к всасывающему патрубку сетевого насоса. Сетевая насосная группа состоит из двух сетевых насосов Д500-65 - 2 шт., LS250-500 S2ML 125004 «Vogel Pumpen» - 2 шт. Два рабочих, два резервных. Пуск электродвигателей насосов осуществляется «автоматами» плавного пуска. Трубопроводы котельной изолированы скорлупами ППУ с покрытием из стеклоткани.

Для отопления в котельном зале и в насосной установлены регистры из гладких труб.

Автоматизация котлов и котельного оборудования: запуск в работу и останов котельного оборудования производиться в ручном режиме со щита котельной. Предусмотрена сигнализация аварийных режимов работы оборудования с выводом сигналов на центральный пульт котельной. В случае наличия аварийного режима по току происходит аварийное отключение котла (токовая отсечка и токовая защита).

В котельной установлен узел учета тепловой энергии, а так же сырой воды, в составе вычислителя количества теплоты ВКТ-5, расходомеров УРЖ2КМ, ПРЭМ-150, ПРЭМ-100, преобразователей ПЭПЗ-1, датчиков температуры КТСП-Н и датчиков давления КРТ-9, НТ.

#### 1.2.2.2 Электрокотельная №11.

Адрес: г. Дивногорск, ул. Дуговая, д.39.

Режим работы котельной - круглогодичный на нужды ГВС и в отопительный период продолжительностью 237 суток в год на нужды отопления населения и социально-бытовых потребителей.

Оборудование котельной установлено в одноэтажном кирпичном здании с железобетонными перекрытиями.

В котельной установлено 6 водогрейных котлов производства СУ СТР АО «КЭПС», марки КЭВ 6-16-4, тепловая мощность трех 2 МВт (1,7 Гкал/час), двух 4 МВт (3,44 Гкал/час), паспортный КПД котлоагрегатов составляет 98%.

Котельная работает в одноконтурном режиме.

Подготовка воды в котельной не производится, накопление не предусматривается. Сетевая насосная группа состоит из трех сетевых насосов ТЫСЫ100-200/450 - 2 шт., Д315/71а - 1 шт., один рабочий, два резервных. Трубопроводы котельной изолированы скорлупами ППУ с покрытием из стеклоткани.

Системы отопления нет.

Автоматизация котлов и котельного оборудования: запуск в работу и останов котельного оборудования производится как в ручном режиме со щита котельной, так и в автоматическом режиме, дистанционно с центрального пульта электрокотельной «Центральная».

Предусмотрена сигнализация аварийных режимов работы оборудования с выводом сигналов на центральный пульт котельной и имеется диспетчеризация по отдельным коммуникациям на центральный пульт, который установлен в электрокотельной «Центральная».

В котельной установлены приборы учета тепловой энергии и теплоносителя, а также сырой воды.

Вентиляция в котельной естественная.

#### 1.2.2.3 Электрокотельная №12.

Адрес: г. Дивногорск, ул. Больничный проезд, д.3.

Режим работы котельной - круглогодичный на нужды ГВС и в отопительный период продолжительностью 237 суток в год на нужды отопления населения и социально-бытовых потребителей.

Оборудование котельной установлено в одноэтажном кирпичном здании с железобетонными перекрытиями.

В котельной установлено 6 водогрейных котлов производства СУ СТР АО «КЭПС» марки КЭВ6-16/4, тепловая мощность каждого 2 МВт (1,7 Гкал/час) и один марки КЭВ-2500/6 тепловой мощности 2,5 МВт (2,15 Гкал/час), паспортный КПД котлоагрегатов составляет 98%.

Котельная работает в одноконтурном режиме.

Подготовка воды в котельной не производится, накопление не

предусматривается. На входе водопровода в котельную установлены два подпиточных насоса (один резервный) 3К-645 и 4К-8 далее вода подается к всасывающему патрубку сетевых насосов. Сетевая насосная группа состоит из трех сетевых насосов Д630-90 - 2 шт., Д315/71 - 1 шт., один рабочий, три резервных. Трубопроводы котельной изолированы скорлупами ППУ с покрытием из стеклоткани.

Для отопления в котельном зале и в насосной установлены регистры из гладких труб.

Автоматизация котлов и котельного оборудования: запуск в работу и останов котельного оборудования производиться как в ручном режиме со щита котельной, так и в автоматическом режиме, дистанционно с центрального пульта электрокотельной «Центральная».

Предусмотрена сигнализация аварийных режимов работы оборудования с выводом сигналов на центральный пульт котельной и имеется диспетчеризация по отдельным коммуникациям на центральный пульт, который установлен в электрокотельной «Центральная».

В котельной установлены приборы учета тепла и теплоносителя, а также сырой воды. Вентиляция в котельной естественная.

#### 1.2.2.4 Электрокотельная №13.

Адрес: г. Дивногорск, ул. Бориса Полевого, д.35а.

Режим работы котельной - круглогодичный на нужды ГВС и в отопительный период продолжительностью 237 суток в год на нужды отопления населения и социально-бытовых потребителей.

Оборудование котельной установлено в одноэтажном кирпичном здании с железобетонными перекрытиями.

В котельной установлено 4 водогрейных котла производства СУ СТР АО «КЭПС», марки КЭВ6-16/4, тепловая мощность трех 2 МВт (1,7 Гкал/час) одного 4 МВт (3,44 Гкал/час) и один марки КЭВ-2500/6 тепловой мощности 2,5 МВт (2,15 Гкал/час), паспортный КПД котлоагрегатов составляет 98%.

Котельная работает в одноконтурном режиме.

Топливом для котельной является электроэнергия.

Подготовка воды в котельной не производится, накопление не предусматривается. На входе водопровода в котельную установлены два подпиточных насоса (один резервный) ЗК9 далее вода подается к всасывающему патрубку сетевых насосов. Сетевая насосная группа состоит из четырех сетевых насосов 200Д-90 - 2 шт., Д315-71а-2 шт., один рабочий, три резервных. Трубопроводы котельной изолированы скорлупами ППУ с покрытием из стеклоткани.

Системы отопления нет.

Автоматизация котлов и котельного оборудования: запуск в работу и останов котельного оборудования производится как в ручном режиме со щита котельной, так и в автоматическом режиме, дистанционно с центрального пульта электрокотельной «Центральная».

Предусмотрена сигнализация аварийных режимов работы оборудования с выводом сигналов на центральный пульт котельной и имеется диспетчеризация по отдельным коммуникациям на центральный пульт, который установлен в электрокотельной «Центральная».

В котельной установлены приборы учета тепла и теплоносителя, а также сырой воды.

Вентиляция в котельной естественная.

#### 1.2.2.5 Электрокотельная №14.

Адрес: г. Дивногорск, ул. Нагорная, д.11.

Режим работы котельной - круглогодичный на нужды ГВС и в отопительный период продолжительностью 237 суток в год на нужды отопления населения и социально-бытовых потребителей.

Оборудование котельной установлено в кирпичном здании с железобетонными перекрытиями.

В котельной установлено 6 водогрейных котлов производства СУ СТР АО «КЭПС», марки КЭВ6-16/4, тепловая мощность каждого 2 МВт (1,7 Гкал/час) и один марки КЭВ-2500/6 тепловой мощности 2,5 МВт (2,15 Гкал/час), паспортный КПД котлоагрегатов составляет 98%.

Котельная работает в одноконтурном режиме.



Подготовка воды в котельной не производится, накопление не предусматривается. На входе водопровода в котельную установлен подпиточный насос 4К-12 далее вода подается к всасывающему патрубку сетевых насосов. Сетевая насосная группа состоит из четырех сетевых насосов Д630-90 - 2 шт., Д315-71 - 2 шт., один рабочий, три резервных. Трубопроводы котельной изолированы скорлупами ППУ с покрытием из стеклоткани.

Системы отопления нет.

Автоматизация котлов и котельного оборудования: запуск в работу и останов котельного оборудования производится как в ручном режиме со щита котельной, так и в автоматическом режиме, дистанционно с центрального пульта электрокотельной «Центральная».

Предусмотрена сигнализация аварийных режимов работы оборудования с выводом сигналов на центральный пульт котельной и имеется диспетчеризация по отдельным коммуникациям на центральный пульт, который установлен в электрокотельной «Центральная».

В котельной установлены приборы учета тепловой энергии и теплоносителя, а также сырой воды.

Вентиляция в котельной естественная.

#### 1.2.2.6 Электрокотельная №15.

Адрес: г. Дивногорск, ул. Дуговая, д.5.

Режим работы котельной - круглогодичный на нужды ГВС и в отопительный период продолжительностью 237 суток в год на нужды отопления населения и социально-бытовых потребителей.

Оборудование котельной установлено в одноэтажном кирпичном здании с железобетонными перекрытиями.

В котельной установлено 4 водогрейных котла производства СУ СТР АО «КЭПС», марки КЭВ6-16/4, тепловая мощность двух 2 МВт (1,7 Гкал/час), двух 4 МВт (3,44 Гкал/час), одного 4 МВт (3,44 Гкал/час) и один марки КЭВ-2500/6 тепловой мощности 2,5МВт (2,15 Гкал/час), паспортный КПД котлоагрегатов составляет 98%.

Котельная работает в одноконтурном режиме.

Подготовка воды в котельной не производится, накопление не предусматривается. Сетевая насосная группа состоит из четырех сетевых насоса NSCS-100-250/750 (300 м<sup>3</sup>; 75 кВт)- 2 шт. оснащены частотным регулированием, Д500-63 – 1 шт., Д315-70 – 1 шт., два рабочих, два резервных. Трубопроводы котельной изолированы скорлупами ППУ с покрытием из стеклоткани.

Системы отопления нет.

Автоматизация котлов и котельного оборудования: запуск в работу и останов котельного оборудования производится как в ручном режиме со щита котельной, так и в автоматическом режиме, дистанционно с центрального пульта электрокотельной «Центральная».

Предусмотрена сигнализация аварийных режимов работы оборудования с выводом сигналов на центральный пульт котельной и имеется диспетчеризация по отдельным коммуникациям на центральный пульт, который установлен в электрокотельной «Центральная».

В котельной установлены приборы учета тепловой энергии и теплоносителя, а также сырой воды.

Вентиляция в котельной естественная.

#### 1.2.2.7 Электрокотельная «Центральная».

Адрес: г. Дивногорск, ул. Гидростроителей, 2Б.

Режим работы котельной - круглогодичный на нужды ГВС и в отопительный период продолжительностью 237 суток в год на нужды отопления населения и социально-бытовых потребителей.

Оборудование котельной установлено в пятиэтажном кирпичном здании с железобетонными перекрытиями.

В котельной установлено 7 водогрейных котлов: пять марки КЭВ8000/10 тепловой мощностью 8 МВт (6,88 Гкал/час) производства КМЗУ г. Красноярск и КГРЭС-2 г. Красноярск-45, два марки КЭВ10000/10 тепловой мощностью 10 МВт (8,6 Гкал/час) производства ЗСТЭМИ г. Братск и один КЭВ-3500/10 тепловой мощностью 3,5 МВт (3,01 Гкал/час), производства ЗСТЭМИ г. Братск. Паспортный КПД котлоагрегатов составляет 98%.

Котельная работает в одноконтурном режиме.

Подготовка воды в котельной производится с использованием деаэратора ДСА 75/25, накопление осуществляется в четырёх резервуарах объемом 700м<sup>3</sup> каждый, в резервуары вода поступает при помощи одного регулирующего насоса марки Д200-95. Из резервуаров вода самотеком подается на всас подпиточных насосов, в котельной установлены три подпиточных насоса (один резервный) марки NSCS 65-200/220, далее вода подается к всасывающему патрубку сетевых насосов. Сетевая насосная группа состоит из пяти сетевых насоса NSCS 100-250/900, три рабочих, два резервных. Трубопроводы котельной изолированы скорлупами ППУ с покрытием из стеклоткани.

Системы отопления нет.

Автоматизация котлов и котельного оборудования: запуск в работу и останов котельного оборудования производится как в ручном режиме со щита котельной, так и в автоматическом режиме, дистанционно с центрального пульта электрокотельной «Центральная».

Предусмотрена сигнализация аварийных режимов работы оборудования с выводом сигналов на центральный пульт котельной и имеется диспетчеризация по отдельным коммуникациям на центральный пульт, который установлен в котельной.

В котельной установлены приборы учета тепла и теплоносителя, а также сырой воды.

Вентиляция в котельной принудительная.

#### 1.2.2.8 Угольная котельная в с. Овсянка

Адресу: с. Овсянка, ул. Гагарина, д. 1в/1.

Режим работы котельной - в отопительный период продолжительностью 237 суток в год.

Оборудование котельной установлено в отдельном одноэтажном кирпичном здании с железобетонными перекрытиями, для отвода газов установлены две стальные дымовые трубы (Д800 и Д1000) на бетонных основаниях, высотой 30 метров, подвод газов к трубам организован снизу подземный с металлическим газоходами.

В котельной установлено 10 котлоагрегатов в легкой натрубной обмуровке

(газоплотные экраны, изолированные минеральной плитой и покрытые тонколистовой рифленой сталью), производства Ижевского котельного завода марки КВр-1,16к оснащенных топочным устройством типа охлаждаемая угольная решетка, с ручной подачей топлива и ручным шлакозолоудалением, тепловая мощность каждого 1,16МВт (1,0 Гкал/час), расчетный КПД котлоагрегатов составляет 85%.

На каждый котлоагрегат установлен дутьевой вентилятор Ц5 (ВЦ5-35), осуществляющий поступление воздуха на горение под колосниковую решетку, забор воздуха происходит с улицы через воздухоподогреватель и подается для процесса сжигания в котлы.

Газовый тракт котельной выполнен комбинированным металлическими газоходами и кирпичными боровами, перед каждой дымовой трубой, установлены три дымососа марки ДН-10,  $n = 1000-1500$  об/мин, каждый дымосос работает на два котлоагрегата.

Котельная работает в одноконтурном режиме по расчетному температурному графику  $90/70^{\circ}\text{C}$ , химводоподготовка отсутствует, имеется установка дозирования комплексонов, установленная на трубопроводе подпиточной воды, поступающей из баков-аккумуляторов, подпитка осуществляется подогретой водой до  $45^{\circ}\text{C}$ , подогрев воды осуществляется змеевиковыми подогревателями из гладких труб, установленными в двух изолированных баках-аккумуляторах, объемом  $60\text{ м}^3$  каждый. Баки-аккумуляторы установлены под навесом вблизи от котельной. Наполнение бака осуществляется из водопроводной сети, уровень воды в баке поддерживается с помощью автоматики. Подогретая вода из бака-аккумулятора самотеком поступает на всос подпиточных насосов марки EBARA 3M-50-200, один рабочий, один резервный. Далее подпиточными насосами вода подается в обратный сетевой трубопровод, на всос сетевых насосов. В сетевой насосной группе установлены три сетевых насоса один Д320-50 и два Lowara FHF125-200/550 ELP40/69 один рабочий, два резервных. Пуск электродвигателей сетевых насосов осуществляется «автоматами» плавного пуска. Трубопроводы котельной не имеют тепловой изоляции.

Отопление в котельном зале осуществляется за счет нагревания воздуха в трубопроводах, расположенных в газоходах. В насосной установлены регистры из гладких труб

Автоматизация котлов и основного котельного оборудования отсутствует, запуск в работу и останов котельного оборудования производится в ручном

режиме с распределительного щита.

В котельной установлен узел учета тепла и теплоносителя, а также сырой воды в составе тепловычислителя ВКТ-5, расходомеров УРЖ2КМ и ПРЭМ, преобразователей расхода УПР-1, пьезоэлектрических преобразователей ПЭП1,2, датчиков температуры КТСП-Н и преобразователей давления СДВ-Коммуналец.

#### 1.2.2.9 Угольная котельная в п. Усть-Мана

Адрес: п. Усть-Мана, ул. Комсомольская, д. 40А.

Режим работы котельной - в отопительный период продолжительностью 237 суток в год на нужды отопления населения и социально-бытовых потребителей.

Оборудование котельной установлено в отдельном одноэтажном кирпичном здании с железобетонными перекрытиями, для отвода газов установлена на бетонном основании, стальная дымовая труба высотой 26 метров и диаметром устья 0,6 метра подвод газов к трубе комбинированный при работе котлов в режиме самотяги - снизу по кирпичным боровам, при работе котлов при принудительном дымоудалении надземный посредством металлического газохода.

В котельной установлено 3 котлоагрегата: два КВр -0,4 кД в легкой натрубной обмуровке (газоплотные экраны изолированные минеральной плитой и покрытые тонколистовой рифленой сталью), производства Ижевского котельного завода, один котлоагрегат в легкой натрубной обмуровке (газоплотные экраны изолированные минеральной плитой и покрытые тонколистовой рифленой сталью) производства Ижевского котельного завода, марки КВр-0,63. Котлоагрегаты оснащены топочным устройством типа охлаждаемая угольная решетка, фактический КПД котлоагрегата составляет 80%; с ручной подачей топлива и ручным шлакозолоудалением.

Котлоагрегаты работают без дутьевых вентиляторов забор, воздуха происходит из котельного зала. Приток воздуха в котельный зал неорганизованный, путем подсосов через неплотности ограждающих конструкций.

Газовый тракт котельной выполнен комбинированным металлическими

газоходами и кирпичными боровами. Перед дымовой трубой, установлен дымосос марки ДН-6,3, дымосос работает на все котлоагрегаты.

Расчетный температурный график котлового контура 90/70°C, сетевого контура 85/60°C, осуществляется комплексонатная водоподготовка. Подпитка тепловой сети осуществляется через накопительный бак сырой воды объемом 2 м<sup>3</sup> с давлением 3 кгс/см<sup>2</sup> посредством подпиточного насоса марки Ebara CDX 70/0.5. В сетевой насосной группе установлены два сетевых насоса Ebara3M-50-200 один рабочий, один резервный. Пуск электродвигателей насосов осуществляется «автоматами» плавного пуска. Трубопроводы котельной не имеют тепловой изоляции.

Отопление в котельном зале отсутствует.

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

В котельной установлен узел учета тепла и теплоносителя, а также сырой воды в составе тепловычислителя ВКТ-7, расходомера ПРЭМ и датчика температуры КТСП-Н.

### *1.2.3 Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки*

Данные представлены в таблице 1.2.1.

### *1.2.4 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности*

Данные представлены в таблице 1.2.1.

### *1.2.5 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто*

Данные представлены в таблице 1.2.1.

Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки, ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.

Источник тепловой энергии	Основное оборудование источника тепловой энергии				Установленная тепловая мощность основного оборудования источника тепловой энергии Гкал/час	Технические ограничения на использования установленной тепловой мощности	Фактический КПД %	Располагаемая мощность основного оборудования источника тепловой энергии (по режимным картам) Гкал/час	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/час	Тепловая мощность источника тепловой энергии «нетто» Гкал/час	Потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям		Суммарная тепловая нагрузка потребителей Гкал/час	Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии Гкал/час
	Тип, (марка)	Производительность Гкал/час	Кол-во, шт.	Тепловая мощность основного оборудования Гкал/час.							Через теплоизоляционные конструкции теплопроводов, Гкал/час	За счет потерь теплоносителя Гкал/час		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Электрокотельная «Центральная»	КЭВ 8000/10 КЭВ 10000/10 КЭВ 3500/10	6,88 8,6 3,01	5 2 1	54,61	54,61	Ограничен ий нет	98	н.д.	0,404	54,206	1,410	0,199	22,4458	30,1512
Электрокотельная № 11	КЭВ 6-16-4 КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 3,44 2,15	3 2 1	14,19	14,19	Ограничен ий нет	98	н.д.	0,102	14,088	0,303	0,017	5,3492	8,4188
Электрокотельная № 12	КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 2,15	5 1	10,75	10,75	Ограничен ий нет	98	н.д.	0,097	10,653	0,357	0,008	8,8444	1,4436
Электрокотельная № 13	КЭВ 6-16-4 КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 3,44 2,15	2 1 1	9,03	9,03	Ограничен ий нет	98	н.д.	0,097	8,933	0,526	0,033	6,7672	1,6068
Электрокотельная № 14	КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 2,15	5 1	10,75	10,75	Ограничен ий нет	98	н.д.	0,097	10,653	0,187	0,029	7,8730	2,564
Электрокотельная № 15	КЭВ 6-16-4 КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 3,44 2,15	1 2 1	10,75	10,75	Ограничен ий нет	98	н.д.	0,081	10,669	0,344	0,006	3,7788	6,5402
Электрокотельная МУПЭС	КЭВ 10000/10	8,6	7	60,2	60,2	Ограничен ий нет	98	н.д.	0,376	59,824	1,337	0,191	30,8276	27,4684
Угольная котельная с. Овсянка	КВр-1,16к	1,0	10	10	8	Ограничен ий нет	80	н.д.	0,094	7,906	0,254	0,029	3,4886	4,1344
Угольная котельная пос. Усть-Мана	Квр-0,63к Квр-0,4кд	0,54 0,4	1 2	1,23	0,984	Ограничен ий нет	80	н.д.	0,014	0,97	0,059	0,000	0,4913	0,4197
Итого:	-	-	-	181,51	179,264	-	-	-	1,362	177,902	4,777	0,512	89,8659	82,7471

*1.2.6 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса*  
Данные представлены в таблицах 1.2.2 - 1.2.10.

Таблица 1.2.2

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса для Электростанции «Центральная»

Наименование	Электростанция «Центральная»						
Номер котла	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7
Тип котла	КЭВ 8000/10	КЭВ 8000/10	КЭВ 8000/10	КЭВ 8000/10	КЭВ 8000/10	КЭВ 10000/10	КЭВ 10000/10
Год изготовления	1997	1967	1992	1992	1967	1988	1995
Год ввода в эксплуатацию	1998	1972	1998	1998	1972	1988	2015
Расчетный ресурс котла, час	87600	87600	87600	87600	87600	87600	87600
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	10	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	15	14	17	15	43	27	0
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	02.2013	10.2013	03.2013	03.2013	04.2013	2015	2015
Год продления ресурса	2017	2017	2017	2017	2017	эксплуатация запрещена	2016
Мероприятия по продлению ресурса	Проведено: экспертиза промышленной безопасности с целью продления срока эксплуатации ОПО						



Таблица 1.2.3

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год  
последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов,  
год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса для  
Электростанции №1

Наименование	Электростанция №1					
Номер котла	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Тип котла	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4
Год изготовления	1996	1996	1996	1996	1996	1996
Год ввода в эксплуатацию	1996	1996	1996	1996	1996	1996
Расчетный ресурс котла, час	87600	87600	87600	87600	87600	87600
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	19	19	19	19	19	19
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	2015	2015	2015	2015	2015	2015
Год продления ресурса	2022	2019	2022	2022	2018	2022
Мероприятия по продлению ресурса	Проведено: техническое диагностирование с целью продления сроков эксплуатации технических устройств					

Таблица 1.2.4

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса для  
Электростанции №12

Наименование	Электростанция №12					
Номер котла	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Тип котла	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4
Год изготовления	1996	1996	1996	1996	1996	1996
Год ввода в эксплуатацию	1996	1996	1996	1996	1996	1996
Расчетный ресурс котла, час	87600	87600	87600	87600	87600	87600
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	19	19	19	19	19	19
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	2015	2015	2015	2015	2015	2015
Год продления ресурса	2016	2019	2019	2016	2022	2019
Мероприятия по продлению ресурса	Проведено: техническое диагностирование с целью продления сроков эксплуатации технических устройств					

Таблица 1.2.5

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год  
последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов,  
год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса для  
Электрокотельной №13

Наименование	Электрокотельная №13			
Номер котла	№1	№2	№3	№4
Тип котла	КЭВ 6-16-4	КЭВ 6-16-4	КЭВ 6-16-4	КЭВ 6-16-4
Год изготовления	1996	1996	1996	1996
Год ввода в эксплуатацию	1996	1996	1996	1996
Расчетный ресурс котла, час	87600	87600	87600	87600
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	19	19	19	19
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	2015	2015	2015	2015
Год продления ресурса	2016	2019	2019	2016
Мероприятия по продлению ресурса	Проведено: техническое диагностирование с целью продления сроков эксплуатации технических устройств			

Таблица 1.2.6

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса для  
Электростанции №14

Наименование	Электростанция №14					
Номер котла	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Тип котла	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4	КЭВ6-16-4
Год изготовления	1996	1996	1996	1996	2002	2002
Год ввода в эксплуатацию	1996	1996	1996	1996	2002	2002
Расчетный ресурс котла, час	87600	87600	87600	87600	87600	87600
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	19	19	19	19	19	19
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	2015	2015	2015	2015	2015	2015
Год продления ресурса	2017	2017	2017	2017	2016	2016
Мероприятия по продлению ресурса	Проведено: техническое диагностирование с целью продления сроков эксплуатации технических устройств					

Таблица 1.2.7

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год  
последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов,  
год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса для  
Электростанции №15

Наименование	Электростанция №15			
Номер котла	№1	№2	№3	№4
Тип котла	КЭВ 6-16-4	КЭВ 6-16-4	КЭВ 6-16-4	КЭВ 6-16-4
Год изготовления	1996	1996	1996	1996
Год ввода в эксплуатацию	1996	1996	1996	1996
Расчетный ресурс котла, час	87600	87600	87600	87600
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	19	19	19	19
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	2015	2015	2015	2015
Год продления ресурса	2019	2019	2019	2022
Мероприятия по продлению ресурса	Проведено: техническое диагностирование с целью продления сроков эксплуатации технических устройств			

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

Наименование	Электростанция МУПЭС						
Номер котла	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7
Тип котла	КЭВ 10000/10	КЭВ 10000/10	КЭВ 10000/10	КЭВ 10000/10	КЭВ 10000/10	КЭВ 10000/10	КЭВ 10000/10
Год изготовления	1993	1994	1994	1994	1996	1996	2004
Год ввода в эксплуатацию	1993	1994	1994	1994	1996	1996	2004
Расчетный ресурс котла, час	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200
Расчетный срок службы, лет	20	20	20	20	20	20	20
Фактический срок эксплуатации, лет	20	19	24	19	17	17	9
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	2013	2013	2013	2013	2013	2013	2013
Год продления ресурса	2013	-	2013	-	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	Август 2013 проведено: чистка, промывка и осмотр поверхностей нагрева котлов. Произведено гидравлическое испытание котлов рабочим давлением.						

Таблица 1.2.9

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год  
 последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год  
 продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса для котельной в с. Овсянка

Наименование	Котельная в с. Овсянка									
Номер котла	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8	№9	№10
Тип котла	КВр-1,16к	КВр-1,16к	КВр-1,16к	КВр-1,16к	КВр-1,16к	КВр-1,16к	КВр-1,16к	КВр-1,16к	КВр-1,16к	КВр-1,16к
Год изготовления	2005	2005	2005	2006	2006	2006	2007	2007	2008	2008
Год ввода в эксплуатацию	2005	2005	2005	2006	2006	2006	2007	2007	2008	2008
Расчетный ресурс котла, час	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200
Расчетный срок службы, лет	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Фактический срок эксплуатации, лет	8	8	8	7	7	7	6	6	5	5
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	2013	2013	2013	2013	2013	2013	2013	2013	2013	2013
Год продления ресурса	-	-	-	-						
Мероприятия по продлению ресурса	Август 2013 проведено: чистка, промывка и осмотр поверхностей нагрева котлов. Произведено гидравлическое испытание котлов рабочим давлением.									

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год  
 последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год  
 продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса для котельной  
 в п. Усть-Мана.

Наименование	Котельная в п. Усть-Мана		
Номер котла	№1	№2	№3
Тип котла	КВ-ТР-1-95	КВ-ТР-0,5-95	КВр-0,63к
Год изготовления	1995	2000	2007
Год ввода в эксплуатацию	1995	2000	2007
Расчетный ресурс котла, час	175200	175200	175200
Расчетный срок службы, лет	20	20	20
Фактический срок эксплуатации, лет	18	13	5
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	2013	2013	2013
Год продления ресурса	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	Август 2013 проведено: чистка, промывка и осмотр поверхностей нагрева котлов. Произведено гидравлическое испытание котлов рабочим давлением.		



### *1.2.7 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)*

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии на котельных Муниципального образования город Дивногорск - отсутствует.

### *1.2.8 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя*

Отпуск тепловой энергии осуществляется качественным регулированием по отопительному графику.

Утвержденный температурный график 110/70° С электрокотельной МУПЭС представлен на рисунке 1.2.1.

Температурный график 90/65°С после ЦТП-1 тепловых сетей электрокотельной МУПЭС представлен на рисунке 1.2.2.

Температурный график 90/65°С после ЦТП-2 тепловых сетей электрокотельной МУПЭС представлен на рисунке 1.2.3.

Температурный график 90/65°С после ЦТП-3 тепловых сетей электрокотельной МУПЭС представлен на рисунке 1.2.4.

Температурный график 90/70°С котельной в с. Овсянка и котельной в пос. Усть-Мана представлен на рисунке 1.2.5.

Температурный график 110/70°С тепловых сетей электрокотельной «Центральная» представлен на рисунке 1.2.6.

Температурный график 95/70° С тепловых сетей электрокотельных №11-15 представлен на рисунке 1.2.7.

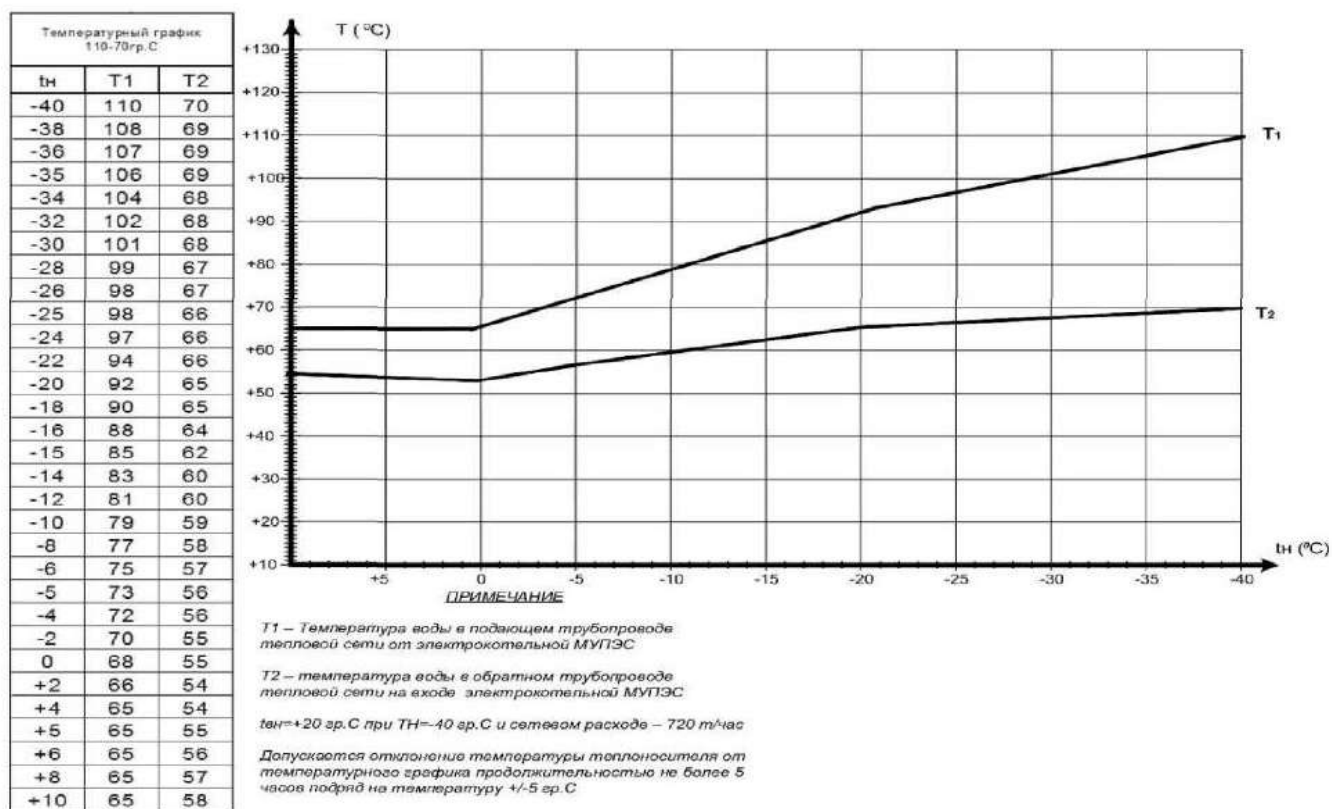


Рисунок 1.2.1. Температурный график электродкотельной МУПЭС

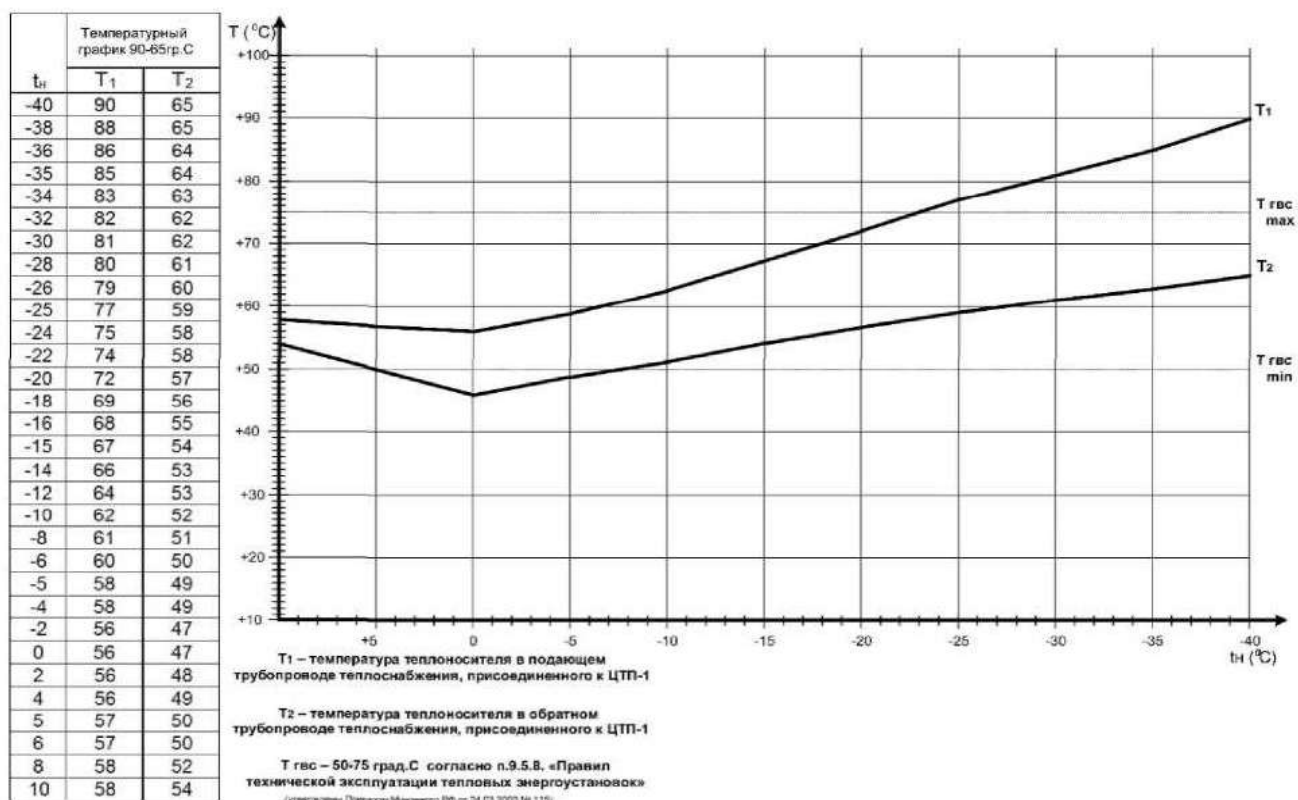


Рисунок 1.2.2. Температурный график после ЦТП-1 МУПЭС

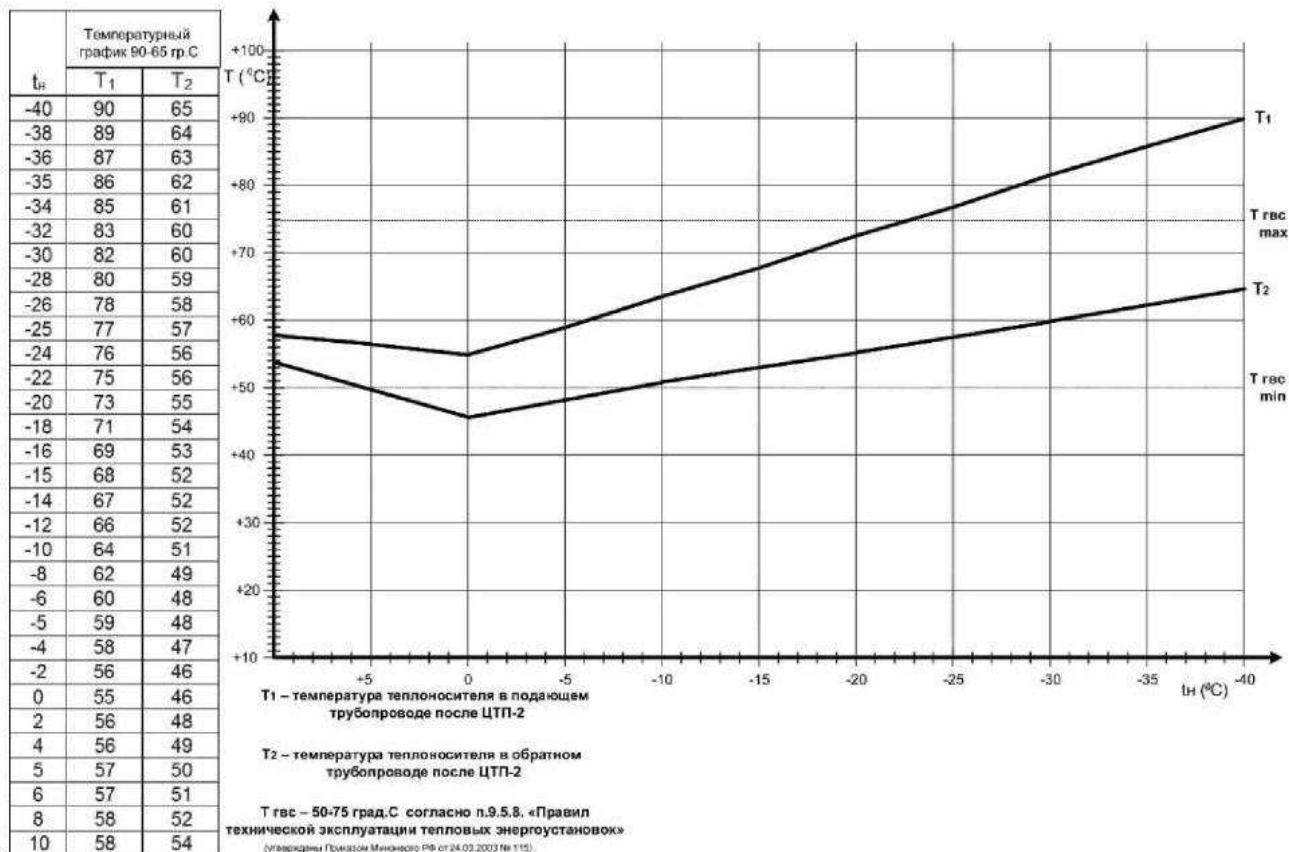


Рисунок 1.2.3. Температурный график после ЦТП-2 МУПЭС

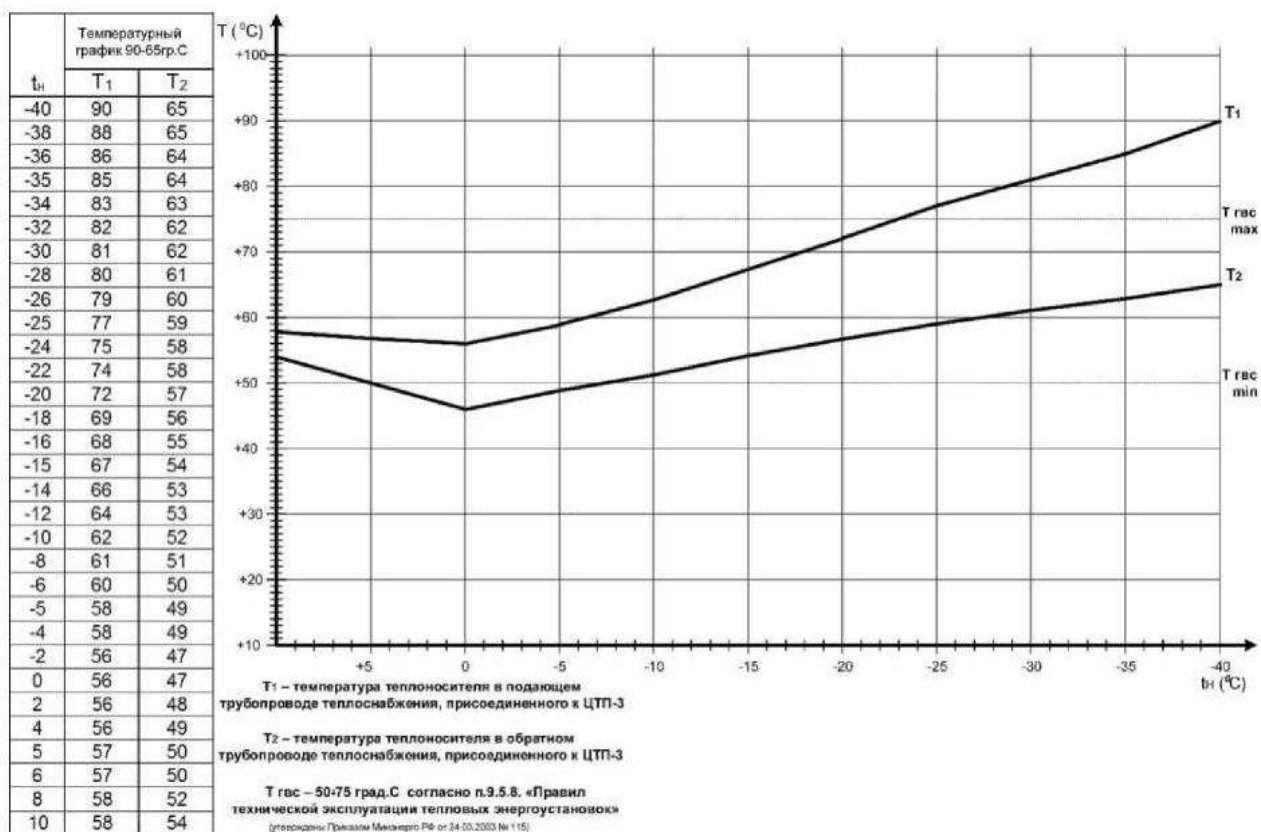


Рисунок 1.2.4. Температурный график после ЦТП-3 МУПЭС

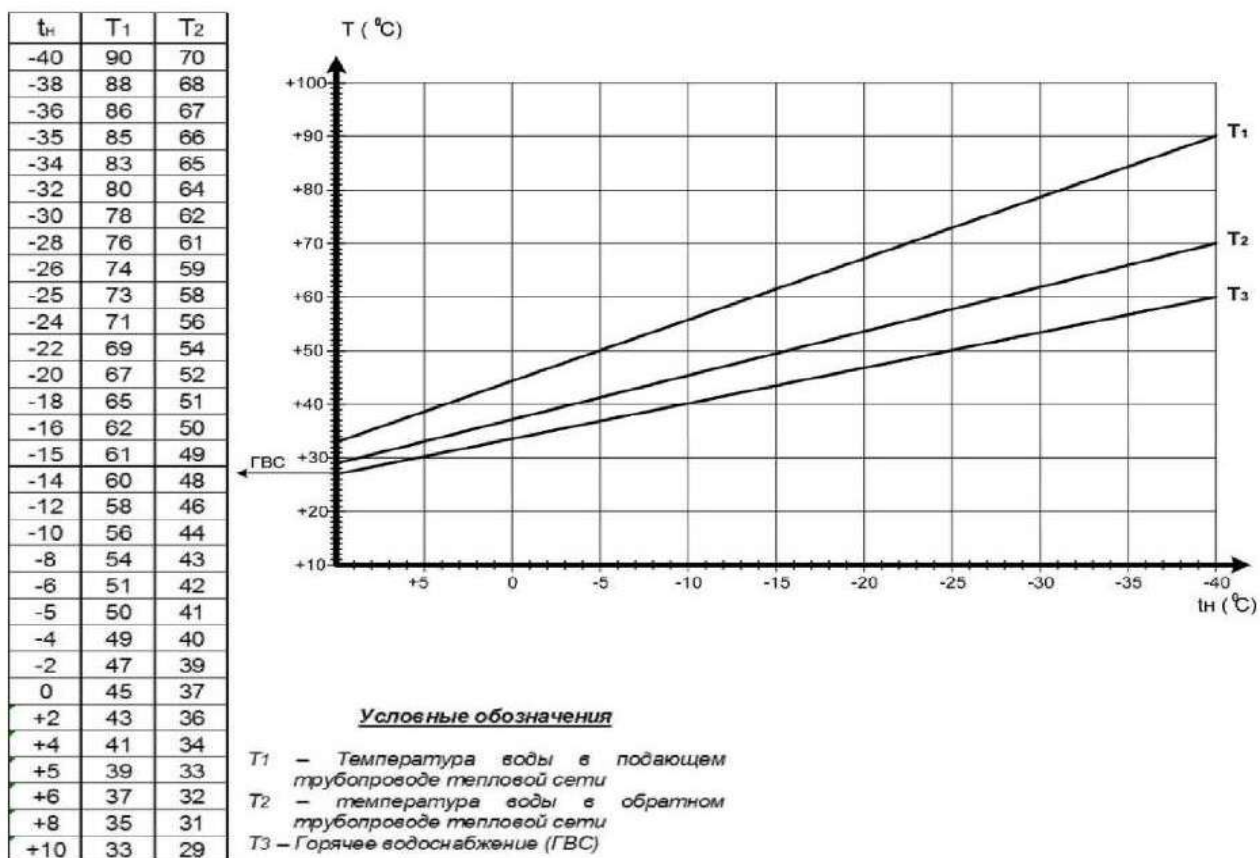


Рисунок 1.2.5. Температурный график котельной в с. Овсянка и котельной в пос. Усть-Мана МУПЭС

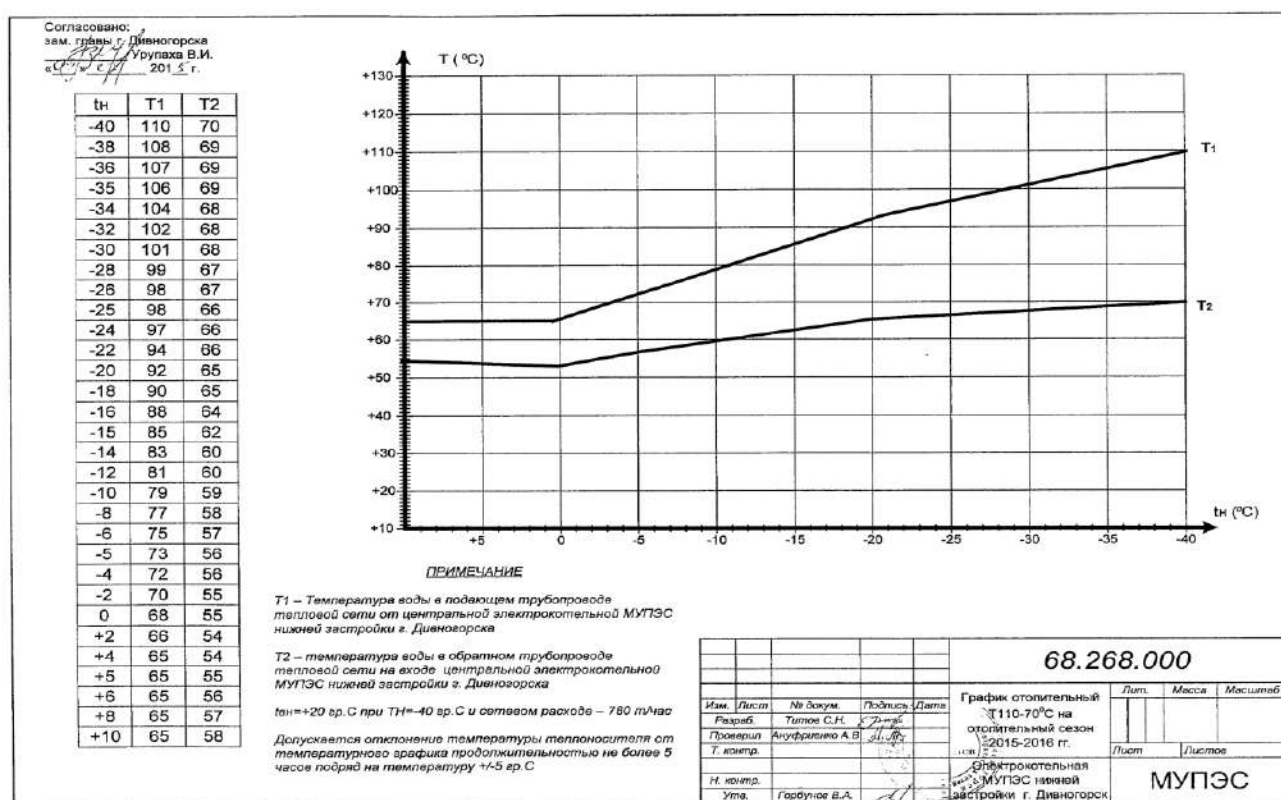


Рисунок 1.2.6. Температурный график электростанции «Центральная»

Отопительный график температур 95-70 град.С  
 Расчётная температура наружного воздуха -40 град.С  
 Источник тепла: э/к №11-15 г. Дивногорск

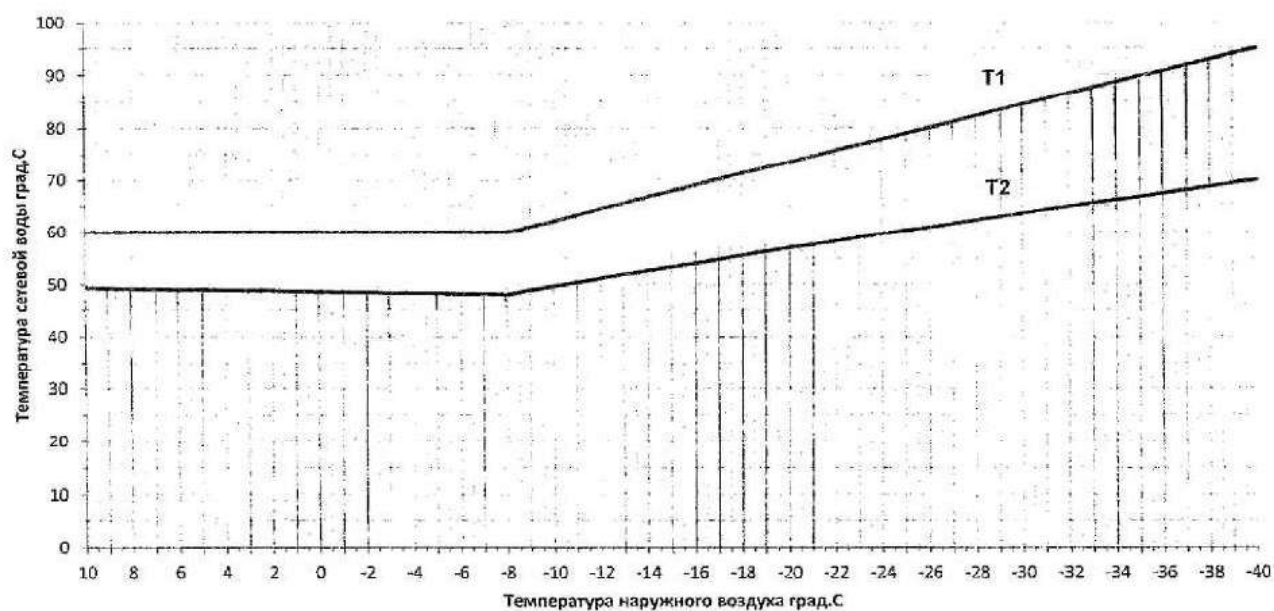


Рисунок 1.2.7. Температурный график электрокотельных №11 — №15

### 1.2.9 Среднегодовая загрузка оборудования котельных

Данные по среднегодовой загрузке оборудования по электростанции МУПЭС указаны в таблице 1.2.11.

Таблица 1.2.11

#### Среднегодовая загрузка оборудования электростанции МУПЭС

Котлоагрегат	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7
	ЭКВ-10	ЭКВ-11	ЭКВ-12	ЭКВ-13	ЭКВ-14	ЭКВ-15	ЭКВ-16
Суммарно на начало года	54645	52708	51400	82284	45355	38478	2855
январь.2013	0	741	719	689	638	340	0
февраль.2013	0	667	569	636	622	188	0
март.2013	0	744	588	652	487	27	0
апрель.2013	264	455	17	674	546	121	38
май.2013	740	0	0	0	0	19	744
июнь.2013	711	0	0	0	0	0	65
июль.2013	472	6	19	1	0	0	0
август.2013	73	633	0	0	10	0	0
сентябрь.2013	20	659	233	0	6	0	309
октябрь.2013	0	732	742	0	0	0	744
ноябрь.2013	0	743	735	0	654	321	738
декабрь.2013	0	738	742	0	642	334	743
Суммарно за год	2280	4744	2992	2652	2309	695	2006

Данные по среднегодовой загрузке оборудования электростанции «Центральная», электростанции №11, электростанции №12, электростанции №13, электростанции №14, электростанции №15, котельной в с. Овсянка, котельной в пос. Усть-Мана не представлены.

### *1.2.10 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети*

Приборы учета отпуска тепловой энергии установлены во всех котельных.

В электростанции МУПЭС установлен узел учета тепловой энергии, а также сырой воды, в составе вычислителя количества теплоты ВКТ-5 установленного на щите дистанционного управления, расходомера УРЖ2КМ, преобразователя ПЭПЗ-1, датчика температуры КТСП-Н и датчика давления КРТ-9, установленных на подающем трубопроводе; преобразователя ПЭПЗ-1, датчика температуры КТСП-Н и датчика давления КРТ-9, установленных на обратном трубопроводе; датчиков температуры КТСП-Н, датчиков давления НТ, установленных на трубопроводе холодной воды; расходомеров ПРЭМ-150 и ПРЭМ-100, установленных на подпитке.

В котельной в с. Овсянка установлен узел учета тепла и теплоносителя, а также сырой воды в составе тепловычислителя ВКТ-5; расходомеров УРЖ2КМ, преобразователей расхода УПР-1, пьезоэлектрических преобразователей ПЭП1,2, датчиков температуры КТСП-Н и преобразователей давления СДВ-Коммуналец, установленных на подающих и обратных трубопроводах для верхней и нижней застройки; расходомера ПРЭМ, датчика температуры КТСП-Н и преобразователя давления СДВ-Коммуналец, установленных на трубопроводе холодной воды.

В котельной в п. Усть-Мана установлен узел учета тепла и теплоносителя, а также сырой воды в составе тепловычислителя ВКТ-7, расходомера ПРЭМ и датчика температуры КТСП-Н.

На электростанции «Центральная» установлены узлы учета тепловой энергии, а также сырой воды, в составе тепловычислителей СПТ-961, расходомеров UFM-001(с преобразователями ПЭПЗ-3), датчиков температуры КТСПР, ТСМУ и датчиков давления Метран-55, установленных на подающих и обратных трубопроводах: выводов «Нижняя зона», «Средняя зона», «Гараж», «Торговая база» и подпиточном трубопроводе, счетчика ВСХН-150, установленного на трубопроводе холодной воды.

На электростанции №11 установлен узел учета тепловой энергии, а также сырой воды, в составе тепловычислителя СПТ-961, расходомеров ВэлётУРСВ-022(с преобразователями ПЭА) расходомеров UFM-001(с преобразователями ПЭПЗ-3), датчиков температуры КТСПР, ТСПУ и датчиков давления Метран-22, установленных на подающем и обратном трубопроводе и подпиточном трубопроводе, счетчика ВМХм-65, установленного на

трубопроводе холодной воды.

На электрокотельной №12 установлен узел учета тепловой энергии, а также сырой воды, в составе тепловычислителя СПТ-961, расходомеров UFM-001(с преобразователями ПЭПЗ-3), датчиков температуры КТСПР, ТСП и датчиков давления Метран-55, установленных на подающем и обратном трубопроводе и подпиточном трубопроводе, счетчика ВМХ-65, установленного на трубопроводе холодной воды.

На электрокотельной №13 установлен узел учета тепловой энергии, а также сырой воды, в составе тепловычислителя СПТ-961, расходомеров Вэлёт-522(с преобразователями ПЭА) расходомера UFM-001(с преобразователями ПЭПЗ-3), датчиков температуры КТСПР, ТСП и датчиков давления Метран-55, установленных на подающем и обратном трубопроводе и подпиточном трубопроводе, счетчика ВМХ-65, установленного на трубопроводе холодной воды.

На электрокотельной №14 установлен узел учета тепловой энергии, а также сырой воды, в составе тепловычислителя СПТ-961, расходомеров UFM-001(с преобразователями ПЭПЗ-3), датчиков температуры КТСПР, ТСП и датчиков давления Метран-22, установленных на подающем и обратном трубопроводе и подпиточном трубопроводе, счетчика ВСХН-65, установленного на трубопроводе холодной воды.

На электрокотельной №15 установлен узел учета тепловой энергии, а также сырой воды, в составе тепловычислителя СПТ-961, расходомеров Вэлёт МР (с преобразователями ПЭА) расходомеров UFM-001(с преобразователями ПЭПЗ-3), датчиков температуры КТСПР, ТСПУ и датчиков давления Метран-22, установленных на подающем и обратном трубопроводе и подпиточном трубопроводе, счетчика ВСХН-50, установленного на трубопроводе холодной воды.

#### *1.2.11 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии*

Отказов оборудования котельных за предыдущие пять лет - не произошло.

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



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

### **Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты**

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

#### **1.3.1.1 Тепловые сети от электростанции МУПЭС**

Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме.

Суммарная протяженность тепловых сетей отопления от электростанции МУПЭС составляет 15700 м в двухтрубном исчислении.

На рисунке 1.3.1 приведена схема тепловых сетей.

Магистральный участок от электростанции до тепловой камеры ТК-2 условным диаметром Ду400 и длиной 374 м проложен надземно, остальные тепловые сети проложены подземно в железобетонных лотках, диаметр трубопроводов от Ду = 400 мм, до Ду = 32 мм. Часть теплотрассы от котельной до тепловой камеры ТК-1 проложена воздушно. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата, скорлупы из пенополиуретана, в качестве покровного слоя применяется рубероид, листы из оцинкованной тонколистовой стали, стеклоткань. Значительная часть проложенных трубопроводов имеет повреждения теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными, сальниковыми, сильфонными компенсаторами и углами поворотов теплотрассы.

Тепловые сети электростанции МУПЭС включают три центральных тепловых пункта: ЦТП-1, ЦТП-2, ЦТП-3.

Температурный график тепловых сетей до ЦТП 110/70 °С. Температурный график тепловых сетей после ЦТП 90/65 °С.

Тепловые сети после ЦТП выполнены в четырехтрубном исполнении.

В ЦТП-1 установлены 2 циркуляционных насоса отопления FHS 50-200/110, один рабочий, один резервный, а также 2 циркуляционных насоса ГВС

FHS 40-160/40, один рабочий, один резервный.

В ЦТП-2 установлены 2 циркуляционных насоса отопления FHS 100-200/370 и ELP40/60, один рабочий, один резервный, а также 2 циркуляционных насоса ГВС FHS 50-250/185P, один рабочий, один резервный.

В ЦТП-3 установлены 2 циркуляционных насоса отопления FHS 65-250/370, один рабочий, один резервный, а также 2 циркуляционных насоса ГВС FHS 40-250/110P, один рабочий, один резервный.

#### 1.3.1.2 Тепловые сети от электростанции «Центральная»

Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме. Выделяются две теплотрассы - одна подключена непосредственно к электростанции и проложена по прибрежной зоне г. Дивногорска в жилом образовании I, вторая - через ПНС и проложена в жилых образованиях III и IV.

Суммарная протяженность тепловых сетей отопления от электростанции «Центральная» составляет 15200 м в двухтрубном исчислении.

На рисунке 1.3.2 приведена схема тепловых сетей.

Тепловые сети проложены в основном подземно в железобетонных лотках, диаметр трубопроводов от  $D_u = 400$  мм, до  $D_u = 25$  мм. Несколько участков проложены надземно на опорах  $h = 1$  м диаметром  $D_u = 250$  мм и  $D_u = 50$  мм. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата, скорлупы из пенополиуретана, в качестве покровного слоя применяется рубероид, листы из оцинкованной тонколистовой стали, стеклоткань. Значительная часть проложенных трубопроводов имеет повреждения теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота теплотрассы.

Температурный график тепловых сетей 110/70 °C.

#### 1.3.1.3 Тепловые сети электростанции №11

Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме.

Суммарная протяженность тепловых сетей отопления от электростанции №11 составляет 4300 м в двухтрубном исчислении.

На рисунке 1.3.3 приведена схема тепловых сетей.

Тепловые сети проложены подземно в железобетонных лотках, диаметр

трубопроводов от Ду = 250 мм, до Ду = 32 мм. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата, скорлупы из пенополиуретана, в качестве покровного слоя применяется рубероид, листы из оцинкованной тонколистовой стали, стеклоткань. Значительная часть проложенных трубопроводов имеет повреждения теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота теплотрассы.

Температурный график тепловых сетей 95/70 °С.

#### 1.3.1.4 Тепловые сети электростанции № 12

Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме.

Суммарная протяженность тепловых сетей отопления от электростанции №12 составляет 5000 м в двухтрубном исчислении.

На рисунке 1.3.4 приведена схема тепловых сетей.

Тепловые сети проложены в основном подземно в железобетонных лотках, диаметр трубопроводов от Ду = 250 мм, до Ду = 40 мм. Несколько участков проложены надземно на опорах  $h = 1,5$  м диаметром Ду = 100 мм. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата, скорлупы из пенополиуретана, в качестве покровного слоя применяется рубероид, листы из оцинкованной тонколистовой стали, стеклоткань. Значительная часть проложенных трубопроводов имеет повреждения теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота теплотрассы.

Температурный график тепловых сетей 95/70 °С.

#### 1.3.1.5 Тепловые сети электростанции №13

Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме.

Суммарная протяженность тепловых сетей отопления от электростанции №13 составляет 6600 м в двухтрубном исчислении.

На рисунке 1.3.5 приведена схема тепловых сетей.

Тепловые сети проложены подземно в железобетонных лотках, диаметр

трубопроводов от Ду = 400 мм, до Ду = 40 мм. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата, скорлупы из пенополиуретана, в качестве кровного слоя применяется рубероид, листы из оцинкованной тонколистовой стали, стеклоткань. Значительная часть проложенных трубопроводов имеет повреждения теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота теплотрассы.

Температурный график тепловых сетей 95/70 °С.

#### 1.3.1.6 Тепловые сети электростанционной № 14

Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме.

Суммарная протяженность тепловых сетей отопления от электростанционной №14 составляет 6900 м в двухтрубном исчислении.

На рисунке 1.3.6 приведена схема тепловых сетей.

Тепловые сети проложены подземно в железобетонных лотках, диаметр трубопроводов от Ду = 250 мм, до Ду = 32 мм. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата, скорлупы из пенополиуретана, в качестве кровного слоя применяется рубероид, листы из оцинкованной тонколистовой стали, стеклоткань. Значительная часть проложенных трубопроводов имеет повреждения теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота теплотрассы.

Температурный график тепловых сетей 95/70 °С.

#### 1.3.1.7 Тепловые сети электростанционной № 15

Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме.

Суммарная протяженность тепловых сетей отопления от электростанционной №15 составляет 5000 м в двухтрубном исчислении.

На рисунке 1.3.7 приведена схема тепловых сетей.

Тепловые сети проложены подземно в железобетонных лотках, диаметр трубопроводов от Ду = 200 мм, до Ду = 40 мм. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата, скорлупы из пенополиуретана, в качестве кровного слоя применяется рубероид, листы из оцинкованной тонколистовой стали, стеклоткань. Значительная часть проложенных трубопроводов имеет

повреждения теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота теплотрассы.

Температурный график тепловых сетей 95/70 °С.

#### 1.3.1.8 Тепловые сети котельной с. Овсянка

Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме.

Суммарная протяженность тепловых сетей отопления составляет 3898 м в двухтрубном исчислении.

На рисунке 1.3.8 приведена схема тепловых сетей.

Тепловые сети проложены подземно в железобетонных лотках, диаметр трубопроводов от Ду = 200 мм, до Ду = 25 мм. В качестве тепловой изоляции используются:

- скорлупы из пенополиуретана, стеклопластиковое наружное покрытие толщиной 1,2мм;
- стекловата, наружное покрытие из стеклоленты толщиной 2 мм;
- K-flex;
- предизолированная труба с пластиковым наружным покрытием;
- стекловата, асбоцементное наружное покрытие толщиной 10 мм.

Значительная часть проложенных трубопроводов имеет повреждения теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота теплотрассы.

Температурный график тепловых сетей 90/70 °С.

#### 1.3.1.9 Тепловые сети котельной п. Усть-Мана

Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме.

Суммарная протяженность тепловых сетей отопления составляет 738 м в двухтрубном исчислении.

На рисунке 1.3.9 приведена схема тепловых сетей.

Тепловые сети проложены подземно в железобетонных лотках, диаметр трубопроводов от Ду =100 мм, до Ду = 25 мм. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата, скорлупы из пенополиуретана, в качестве покровного слоя применяется рубероид, листы из оцинкованной тонколистовой стали, стеклоткань. Значительная часть проложенных трубопроводов имеет повреждения теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота теплотрассы.

Температурный график тепловых сетей 90/70 °С.

### *1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.*

Информация представлена на рисунках 1.3.1-1.3.9.

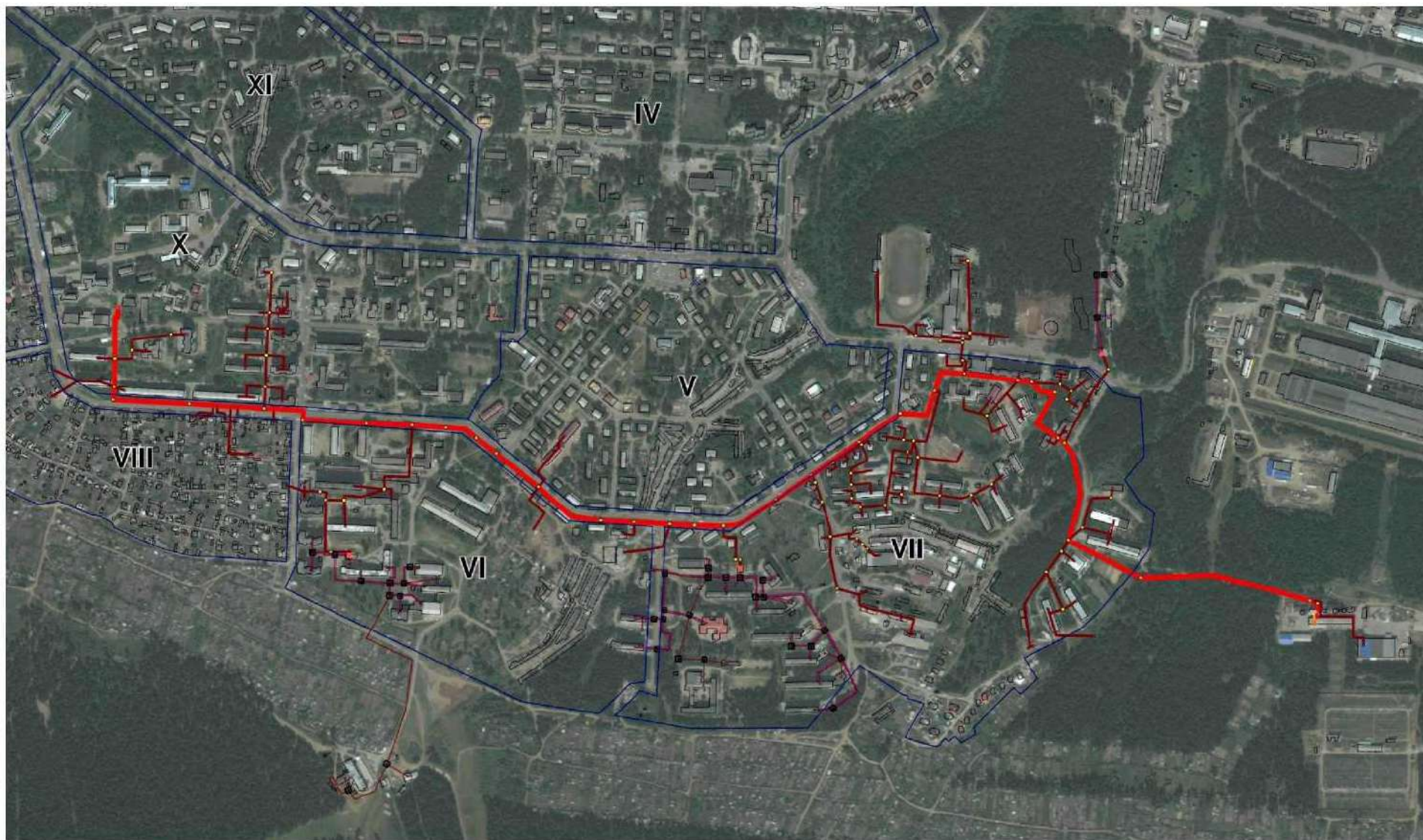


Рисунок 1.3.1. Схема тепловой сети от электростанции МУПЭС





Рисунок 1.3.2. Схема тепловой сети от электростанции «Центральная»



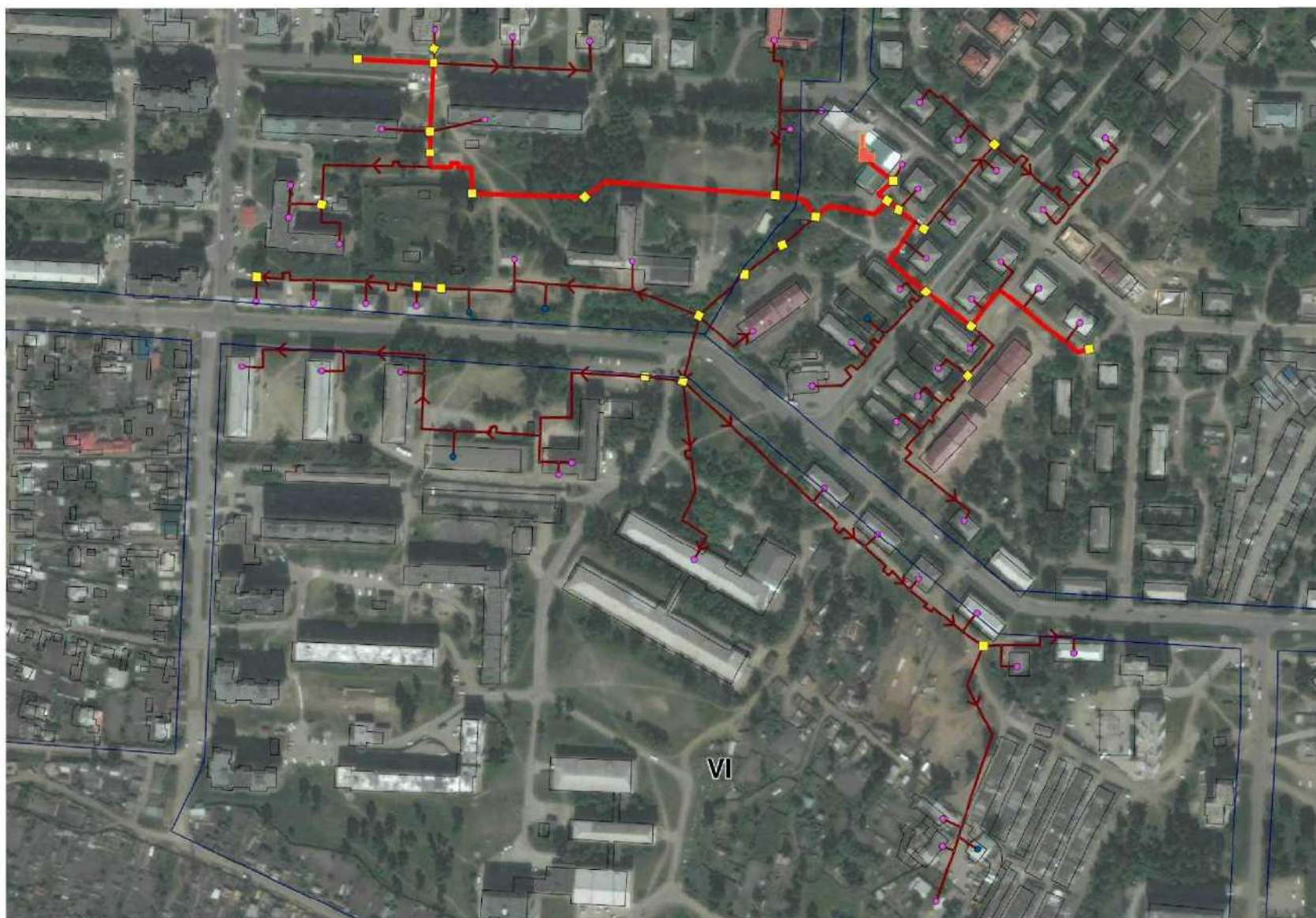


Рисунок 1.3.3. Схема тепловой сети от электростанции №11



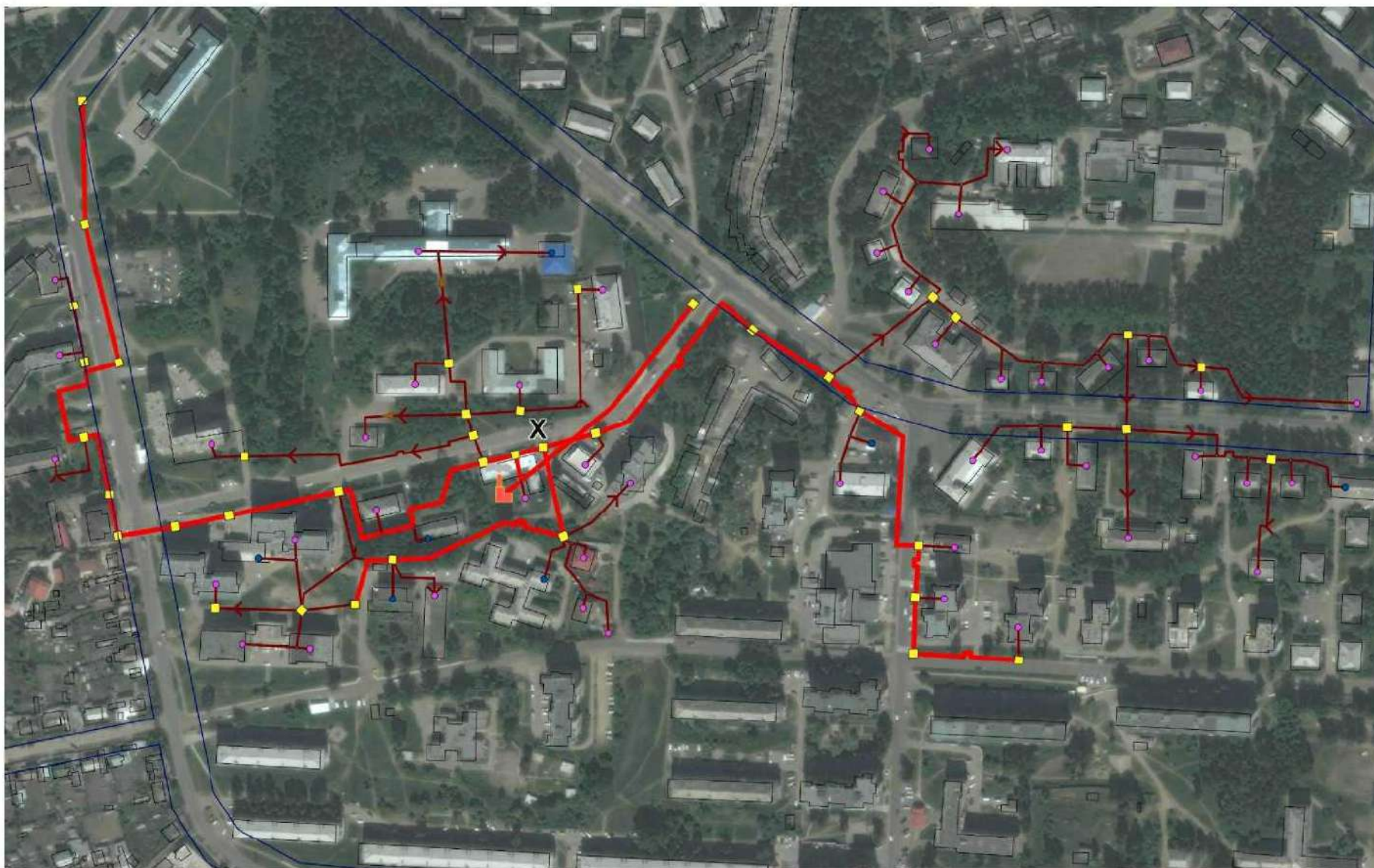


Рисунок 1.3.4. Схема тепловой сети от электростанции №12





Рисунок 1.3.5. Схема тепловой сети от электростанции №13





Рисункок1.3.6. Схема тепловой сети от электростанции №14





Рисунок 1.3.7. Схема тепловой сети от электростанции №15



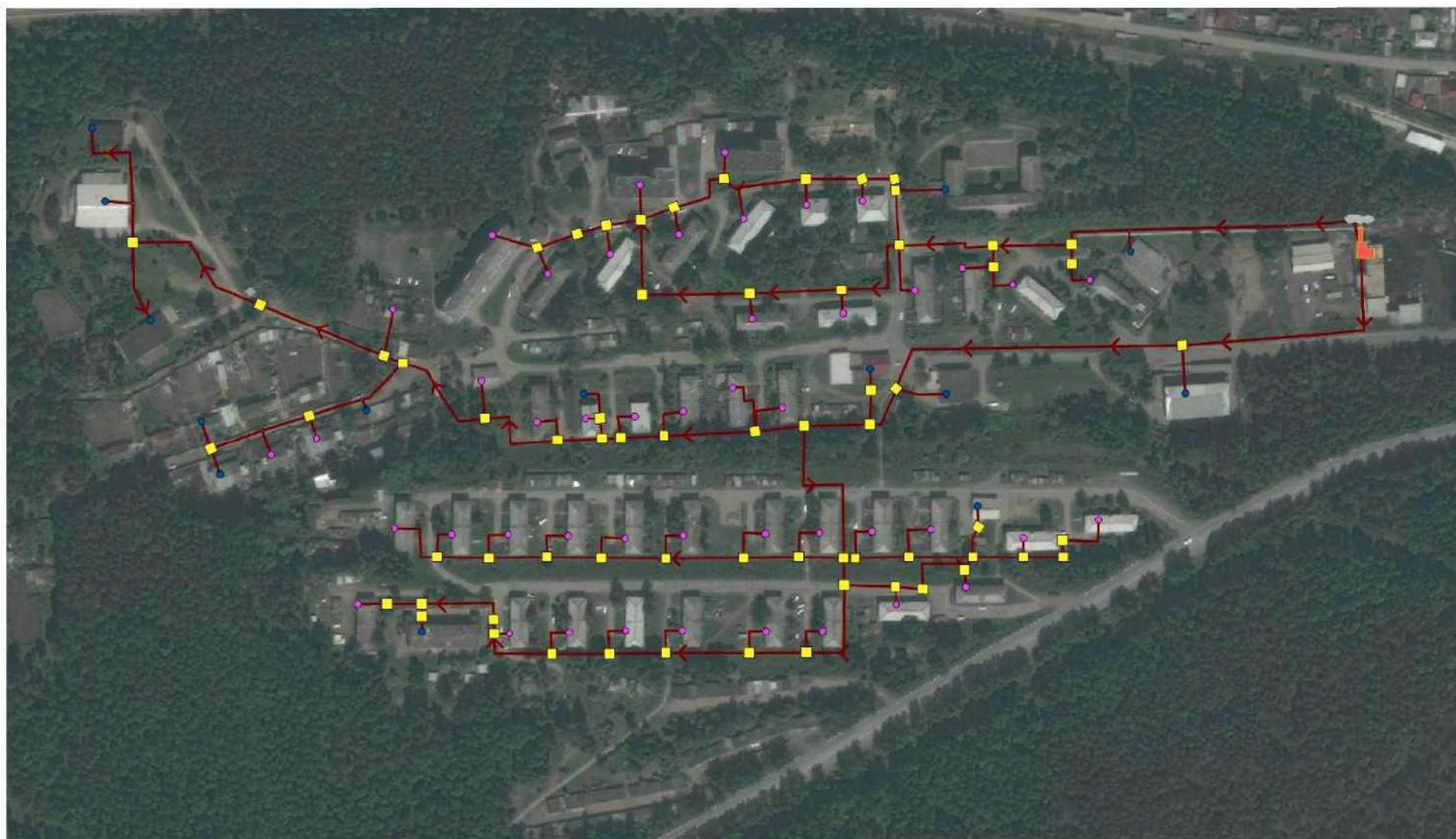


Рисунок 1.3.8. Схема тепловой сети от котельной в с. Овсянка



Рисунок 1.3.9. Схема тепловой сети от котельной в п. Усть-Мана

*1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип прокладки, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.*

Данные представлены в Книге 2, приложение 1.



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

Секционирующая арматура на тепловых сетях котельной «Центральная» установлена:

- в тепловой камере ТК-56, на границе с тепловыми сетями котельной №14;
- в тепловой камере ТК-29, на границе с тепловыми сетями котельной №13.

Секционирующая арматура на тепловых сетях котельной №11 установлена:

- в тепловой камере ТК-28, на границе с тепловыми сетями котельной №15.

Секционирующая арматура на тепловых сетях котельной №12 установлена:

- в тепловой камере ТК-17, на границе с тепловыми сетями котельной №13;
- в тепловой камере ТК-46, на границе с тепловыми сетями котельной №13.

Секционирующая арматура на тепловых сетях котельной №13 установлена:

- в тепловой камере ТК-46, на границе с тепловыми сетями котельной №12;
- в тепловой камере ТК-17, на границе с тепловыми сетями котельной №12;
- в тепловой камере ТК-16, на границе с тепловыми сетями котельной №14;
- в тепловой камере ТК-29, на границе с тепловыми сетями котельной «Центральная».

Секционирующая арматура на тепловых сетях котельной №14 установлена:

- в тепловой камере ТК-43, на границе с тепловыми сетями котельной №15;
- в тепловой камере ТК-16, на границе с тепловыми сетями котельной №13;
- в тепловой камере ТК-56, на границе с тепловыми сетями котельной «Центральная».

Секционирующая арматура на тепловых сетях котельной №15 установлена:

- в тепловой камере ТК-43, на границе с тепловыми сетями котельной №14;
- в тепловой камере ТК-28, на границе с тепловыми сетями котельной №11.

### *1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.*

От электростанции МУПЭС, тепловые камеры изготовлены из железобетонных блоков типа ФБС с основанием и перекрытием из железобетонных плит размеры в плане от 1,5 до 3 метров и высотой до 3 метров, так же имеются тепловые камеры из железобетонных колец Д 1,5 м с основанием и покрытием из железобетонных плит.

От электростанции «Центральная», тепловые камеры изготовлены из железобетонных блоков типа ФБС с основанием и перекрытием из железобетонных плит размеры в плане от 1,5 до 3 метров и высотой до 3 метров, так же имеются тепловые камеры из железобетонных колец Д 1,5 м с основанием и покрытием из железобетонных плит.

От электростанции №11, тепловые камеры изготовлены из железобетонных блоков типа ФБС, кирпича и монолитного железобетона с основанием и перекрытием из железобетонных плит размеры в плане от 1,8 до 3 метров и высотой от 1,8 до 3 метров.

От электростанции №12, тепловые камеры изготовлены из железобетонных блоков типа ФБС с основанием и перекрытием из железобетонных плит размеры в плане от 1,5 до 3 метров и высотой до 3 метров, так же имеются тепловые камеры из железобетонных колец Д 1,5 м с основанием и покрытием из железобетонных плит.

От электростанции №13, тепловые камеры изготовлены из железобетонных блоков типа ФБС с основанием и перекрытием из железобетонных плит размеры в плане от 1,5 до 3 метров и высотой до 3 метров, так же имеются тепловые камеры из железобетонных колец Д 1,5 м с основанием и покрытием из железобетонных плит.

От электростанции №14, тепловые камеры изготовлены из железобетонных блоков типа ФБС с основанием и перекрытием из железобетонных плит размеры в плане от 1,5 до 3 метров и высотой до 3 метров, так же имеются тепловые камеры из железобетонных колец Д 1,5 м с основанием и покрытием из железобетонных плит.

От электростанции №15, тепловые камеры изготовлены из железобетонных блоков типа ФБС с основанием и перекрытием из железобетонных плит размеры в плане от 1,5 до 3 метров и высотой до 3 метров,

так же имеются тепловые камеры из железобетонных колец Д 1,5 м с основанием и покрытием из железобетонных плит.

От котельной с. Овсянка, тепловые камеры изготовлены из железобетонных блоков типа ФБС с основанием и перекрытием из железобетонных плит размеры в плане от 1,5 до 3 метров и высотой от 1,5 до 3 метров, так же имеются тепловые камеры из железобетонных колец Д 1,5 м с основанием и покрытием из железобетонных плит.

От котельной пос. Усть-Мана «Клубная, имеются тепловые камеры, выполненные из железобетонных колец Д 1,5 м с основанием и покрытием из железобетонных плит.

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

Отпуск тепловой энергии осуществляется качественным регулированием по отопительным графикам, применение графика 95/70°C обуславливается непосредственным подключением потребителей.

Утвержденный температурный график 110/70°C электрокотельной МУПЭС представлен на рисунке 1.2.1.

Температурный график 90/65°C после ЦТП-1 тепловых сетей электрокотельной МУПЭС представлен на рисунке 1.2.2.

Температурный график 90/65°C после ЦТП-2 тепловых сетей электрокотельной МУПЭС представлен на рисунке 1.2.3.

Температурный график 90/65°C после ЦТП-3 тепловых сетей электрокотельной МУПЭС представлен на рисунке 1.2.4.

Температурный график 90/70°C котельной в с. Овсянка и котельной в пос. Усть-Мана представлен на рисунке 1.2.5.

Температурный график 110/70°C тепловых сетей электрокотельной «Центральная» представлен на рисунке 1.2.6.

Температурный график 95/70°C тепловых сетей электрокотельных №11-15 представлен на рисунке 1.2.7.

Проанализировав состояние котельного оборудования и тепловых сетей, а также схему подключения абонентов рекомендуем температурные графики оставить без изменения.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети не соответствуют утвержденному графику регулирования отпуска - 95/70°C. Фактическая температура теплоносителя в подающем трубопроводе в 2014 и 2015 годах указаны в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1

Фактические температуры сетевой воды в подающем трубопроводе.

№ п/п	Наименование котельной	Максимальная температура теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети, °C
1	Электростанция МУПЭС	98*
2	Электростанция «Центральная»	95*
3	Электростанция №11	79*
4	Электростанция №12	81*
5	Электростанция №13	92*
6	Электростанция №14	79*
7	Электростанция №15	77*
8	Котельная с. Овсянка	76*
9	Котельная пос. Усть-Мана	77*

\*-основной причиной несоответствия температуры теплоносителя в подающем трубопроводе является несоответствие расхода сетевой воды расчетному.

*1.3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.*

№ п/п	Наименование котельной	Давление в подающем трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>
1	Электрокотельная МУПЭС	8,2	2,3
2	Электрокотельная «Центральная»	10,0	4,5
3	Электрокотельная №11	7,0	4,2
4	Электрокотельная №12	7,4	4,7
5	Электрокотельная №13	7,6	3,8
6	Электрокотельная №14	7,5	3,6
7	Электрокотельная №15	7,0	5,0
8	Котельная с. Овсянка	8,2	3,2
9	Котельная пос. Усть- Мана	3,0	0,2

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

Аварий и инцидентов на тепловых сетях за 2010-2015 годы не произошло.

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

Аварий и инцидентов на тепловых сетях за 2010-2015 годы не произошло.

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

Плановая диагностика тепловых сетей проводится в сроки и графики согласно плану.

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

Гидравлические испытания проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона. Температурные испытания и испытания на тепловые потери проводились в 2014-2015г. соответственно.

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

Данные представлены в таблице 1.3.2.

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

Данные представлены в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2

## Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за 2015 год (при отсутствии приборов учета тепловой энергии)

Источник тепловой энергии	Диаметр, мм	Протяженность, м	Средняя температура-ра отопительного сезона, °С	Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С		Общее количество воды на заполнение системы теплоснабжения, м3	Общее количество воды на нормативную подпитку системы теплоснабжения, м3/год	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Итого расход воды в котельной за год, м3	Нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, Гкал	Суммарные годовые тепловые потери воздушными и подземными подающими и обратными трубопроводами (Норм.),	Итого тепловые потери в год, Гкал
				Подающий	Обратный							
Электрокотельная МУПЭС	Надземная							0,376	32161,9	1079	7554	8633
	529	58,9	-7,1	71,9	50	12,22	517,9					
	426	1608,2	-7,1	71,9	50	274,28	11622,8					
	Подземная											
	426	842,3	-7,1	71,9	50	113,39	4804,7					
	326	1200,8	-7,1	71,9	50	121,55	5150,6					
	273	1145,1	-7,1	71,9	50	85,87	3638,8					
	219	1580,6	-7,1	71,9	50	83,27	3528,8					
	159	924,1	-7,1	71,9	50	31,10	1317,8					
	132	892,2	-7,1	71,9	50	15,77	668,1					
	108	415,9	-7,1	71,9	50	5,10	216,3					
	89	624,2	-7,1	71,9	50	4,90	207,7					
	76	892,5	-7,1	71,9	50	4,71	199,7					
	57	1358,1	-7,1	71,9	50	5,23	221,5					
	45	405,2	-7,1	71,9	50	0,83	35,1					
	38	408,1	-7,1	71,9	50	0,51	21,7					
	32	283,8	-7,1	71,9	50	0,24	10,3					



Источник тепловой энергии	аметр, мм	Протяженность, м	Средняя температура отопительного сезона, °С	Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С		Общее количество воды на заполнение системы теплоснабжения, м3	Общее количество воды на нормативную подпитку системы теплоснабжения, м3/год	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Итого расход воды в котельной за год, м3	Нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, Гкал	Суммарные годовые тепловые потери воздушными и подземными подающими и обратными трубопроводами (Норм.),	Итого тепловые потери в год, Гкал
				Подающий	Обратный							
Электрокотельная «Центральная»	530	440,3	-7,1	81	50	91,36	3871,5	0,404	18158,4	1124	7967	9091
	480	565,1	-7,1	81	50	96,38	4084,1					
	426	412,1	-7,1	81	50	55,47	2350,7					
	377	489,8	-7,1	81	50	49,58	2100,9					
	325	560,8	-7,1	81	50	42,05	1782,1					
	273	745,2	-7,1	81	50	39,26	1663,7					
	219	856,2	-7,1	81	50	28,81	1221,0					
	159	180,2	-7,1	81	50	3,18	134,9					
	133	462,2	-7,1	81	50	5,67	240,4					
	108	525,3	-7,1	81	50	4,13	174,8					
	89	1148,9	-7,1	81	50	6,07	257,1					
	76	1304,1	-7,1	81	50	5,02	212,7					
	57	352,8	-7,1	81	50	0,72	30,5					
	45	463,6	-7,1	81	50	0,58	24,7					
	38	258,4	-7,1	81	50	0,22	9,4					

Источник тепловой энергии	Диаметр, мм	Протяженность, м	Средняя температура отопительного сезона, °С	Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С		Общее количество воды на заполнение системы теплоснабжения, м3	Общее количество воды на нормативную подпитку системы теплоснабжения, м3/год	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Итого расход воды в котельной за год, м3	Нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, Гкал	Суммарные годовые тепловые потери воздушными и подземными подающими и обратными трубопроводами (Норм.),	Итого тепловые потери в год, Гкал
				Подающий	Обратный							
Электрокотельная №11	426	154,5	-7,1	65	50	20,80	881,3	0,102	3401,6	96	1712	1808
	377	120,6	-7,1	65	50	12,21	517,3					
	325	247,1	-7,1	65	50	18,53	785,2					
	273	120,5	-7,1	65	50	6,35	269,0					
	219	254,2	-7,1	65	50	8,55	362,5					
	159	130,1	-7,1	65	50	2,30	97,4					
	133	214,5	-7,1	65	50	2,63	111,5					
	108	246,8	-7,1	65	50	1,94	82,1					
	89	542,1	-7,1	65	50	2,86	121,3					
	76	592,2	-7,1	65	50	2,28	96,6					
	57	450,7	-7,1	65	50	0,92	39,0					
	45	540,1	-7,1	65	50	0,68	28,8					
	38	261,6	-7,1	65	50	0,22	9,5					

Источник тепловой энергии	Диаметр, мм	Протяженность, м	Средняя температура отопительного сезона, °С	Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С		Общее количество воды на заполнение системы теплоснабжения, м3	Общее количество воды на нормативную подпитку системы теплоснабжения, м3/год	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Итого расход воды в котельной за год, м3	Нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, Гкал	Суммарные годовые тепловые потери воздушными и подземными подающими и обратными трубопроводами (Норм.),	Итого тепловые потери в год, Гкал
				Подающий	Обратный							
Электрокотельная №12	377	514,1	-7,1	65	50	52,04	2205,1	0,097	9737,4	45	2017	2062
	325	820,1	-7,1	65	50	61,50	2606,1					
	273	462,3	-7,1	65	50	24,36	1032,1					
	219	1310,2	-7,1	65	50	44,09	1868,4					
	159	615,1	-7,1	65	50	10,87	460,6					
	133	1215,6	-7,1	65	50	14,92	632,1					
	108	1158,7	-7,1	65	50	9,10	385,6					
	89	1520,3	-7,1	65	50	8,03	340,2					
	76	892,2	-7,1	65	50	3,43	145,5					
	57	345,2	-7,1	65	50	0,71	29,9					
	45	425,3	-7,1	65	50	0,53	22,6					
	38	248,9	-7,1	65	50	0,21	9,0					

Источник тепловой энергии	Диаметр, мм	Протяженность, м	Средняя температура отопительного сезона, °С	Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С		Общее количество воды на заполнение системы теплоснабжения, м3	Общее количество воды на нормативную подпитку системы теплоснабжения, м3/год	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Итого расход воды в котельной за год, м3	Нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, Гкал	Суммарные годовые тепловые потери воздушными и подземными подающими и обратными трубопроводами (Норм.),	Итого тепловые потери в год, Гкал
				Подающий	Обратный							
Электрокотельная №13	377	120,6	-7,1	65	50	12,21	517,3	0,097	3938,4	186	2972	3158
	325	354,2	-7,1	65	50	26,56	1125,6					
	273	221,9	-7,1	65	50	11,69	495,4					
	219	542,6	-7,1	65	50	18,26	773,8					
	159	265,2	-7,1	65	50	4,69	198,6					
	133	580,2	-7,1	65	50	7,12	301,7					
	108	542,3	-7,1	65	50	4,26	180,5					
	89	785,1	-7,1	65	50	4,15	175,7					
	76	620,5	-7,1	65	50	2,39	101,2					
	57	348,2	-7,1	65	50	0,71	30,1					
	45	487,5	-7,1	65	50	0,61	26,0					
	38	348,7	-7,1	65	50	0,30	12,6					

Источник тепловой энергии	Диаметр, мм	Протяженность, м	Средняя температура отопительного сезона, °С	Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С		Общее количество воды на заполнение системы теплоснабжения, м3	Общее количество воды на нормативную подпитку системы теплоснабжения, м3/год	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Итого расход воды в котельной за год, м3	Нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, Гкал	Суммарные годовые тепловые потери воздушными и подземными подающими и обратными трубопроводами (Норм.),	Итого тепловые потери в год, Гкал
				Подающий	Обратный							
Электрокотельная №14	377	435,2	-7,1	65	50	44,05	1866,7	0,097	8412,2	164	1057	1221
	325	462,1	-7,1	65	50	34,65	1468,4					
	273	486,2	-7,1	65	50	25,62	1085,5					
	219	1260,2	-7,1	65	50	42,41	1797,1					
	159	520,1	-7,1	65	50	9,19	389,5					
	133	1380,3	-7,1	65	50	16,94	717,8					
	108	1250,4	-7,1	65	50	9,82	416,1					
	89	1521,6	-7,1	65	50	8,04	340,5					
	76	1384,5	-7,1	65	50	5,33	225,8					
	57	625,2	-7,1	65	50	1,28	54,1					
	45	854,9	-7,1	65	50	1,07	45,5					
	38	141,3	-7,1	65	50	0,12	5,1					

Источник тепловой энергии	Диаметр, мм	Протяженность, м	Средняя температура отопительного сезона, °С	Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С		Общее количество воды на заполнение системы теплоснабжения, м³	Общее количество воды на нормативную подпитку системы теплоснабжения, м³/год	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Итого расход воды в котельной за год, м³	Нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, Гкал	Суммарные годовые тепловые потери воздушными и подземными подающими и обратными трубопроводами (Норм.),	Итого тепловые потери в год, Гкал
				Подающий	Обратный							
Электрокотельная №15	377	215,2	-7,1	65	50	21,78	923,1	0,081	3651,1	34	1944	1978
	325	186,5	-7,1	65	50	13,99	592,6					
	273	120,5	-7,1	65	50	6,35	269,0					
	219	573,5	-7,1	65	50	19,30	817,9					
	159	289,5	-7,1	65	50	5,12	216,8					
	133	689,1	-7,1	65	50	8,46	358,3					
	108	546,2	-7,1	65	50	4,29	181,8					
	89	718,2	-7,1	65	50	3,79	160,7					
	76	568,2	-7,1	65	50	2,19	92,7					
	57	311,4	-7,1	65	50	0,64	27,0					
	45	169,0	-7,1	65	50	0,21	9,0					
	38	63,7	-7,1	65	50	0,05	2,3					

Источник тепловой энергии	Диаметр, мм	Протяженность, м	Средняя температура отопительного сезона, °С	Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С		Общее количество воды на заполнение системы теплоснабжения, м3	Общее количество воды на нормативную подпитку системы теплоснабжения, м3/год	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Итого расход воды в котельной за год, м3	Нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, Гкал	Суммарные годовые тепловые потери воздушными и подземными подающими и обратными трубопроводами (Норм.),	Итого тепловые потери в год, Гкал
				Подающий	Обратный							
Котельная с. Овсянка	Надземная							0,094	2734,5	164	1435	1599
	219	205	-7,1	65	50	6,97	295,4					
	Канальная											
	219	460,47	-7,1	65	50	15,67	664,0					
	140	59,54	-7,1	65	50	0,95	40,3					
	133	231,65	-7,1	65	50	2,78	117,8					
	121	28,656	-7,1	65	50	28,66	1214,5					
	108	451,19	-7,1	65	50	3,61	153,0					
	89	540,81	-7,1	65	50	2,81	119,1					
	76	442,88	-7,1	65	50	1,68	71,2					
	57	605,95	-7,1	65	50	0,85	36,1					
	45	96,81	-7,1	65	50	0,13	5,5					
	40	404,05	-7,1	65	50	0,4	16,9					
	32	18,2	-7,1	65	50	0,01	0,4					
	25	18	-7,1	65	50	0,01	0,4					
Котельная пос. Усть-Мана	219	223	-7,1	65	50	7,21	305,8	0,014	610,7	15	333	348
	159	312,2	-7,1	65	50	5,44	230,7					
	108	20	-7,1	65	50	0,16	6,7					
	89	223,6	-7,1	65	50	1,16	48,8					
	57	210,9	-7,1	65	50	0,41	17,5					
	50	27,5	-7,1	65	50	0,03	1,2					
ИТОГО												29898

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети - отсутствуют.

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

Данные представлены в Книге 2, приложение 2.

*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.*

Приборы коммерческого учета тепловой энергии, отпущенной с тепловой сети, установлены у всех потребителей.

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

Для своевременного обнаружения и ликвидации последствий аварийных ситуаций в тепловых сетях г. Дивногорска от электрокотельных, в Муниципальном унитарном предприятии электрических сетей создана диспетчерская служба. Она располагается на нижней застройке в помещении электрокотельной «Центральная».

Основной задачей службы является обеспечение надёжного и бесперебойного снабжения потребителей тепловой энергией, локализация и ликвидация технологических нарушений в тепловых сетях электрокотельных МУПЭС. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером аварийной бригаде, которая оперативно выезжает на место внештатной ситуации. Ликвидация аварийных



ситуаций на трубопроводах осуществляется персоналом МУПЭС в соответствии с внутренними организационно-распорядительными документами.

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

Уведомление потребителей, попадающих в зону отключения, и извещение соответствующих подразделений администрации г. Дивногорска, осуществляет персонал диспетчерской службы.

Диспетчерская служба верхней застройки средствами автоматизации и телемеханизации не оснащена. Диспетчерская служба тепловых сетей нижней застройки оснащена средствами автоматики и дистанционного управления оборудованием котельных.

#### *1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.*

На тепловых сетях от электрокотельной МУПЭС установлены три центральных тепловых пункта. Центральные тепловые пункты работают в автоматическом режиме с возможностью ручного управления, сигналы об авариях передаются на центральный пульт электрокотельной МУПЭС.

Перечень оборудования указан в таблице 1.3.19

#### *1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.*

Защита тепловых сетей от превышения давления - отсутствует.

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

Бесхозные тепловые сети - отсутствуют.

Таблица 1.3.3

## Перечень тепломеханического оборудования на центральных тепловых пунктах

№ цп	Назнач.	Теплообменники	Насосы	Расход/напор т/час/м³час	Зав. Номер
ЦТП-1	СВО	NT100MHV/CDL-16/35, 1250000 ккал/час	КМ-80-200-2 шт.	50/50	110/02104
	ГВС	NT100MHV/CDS-16/19, 1453,49 кВт, 1	БК-4-28, 2 шт.	15/28	110/02105
	СВО	NT100MHV/CDS-16/57, 1555,47кВт, 1 шт.			03383
ЦТП-2	СВО	NT150LHV/B10/59, 6046 кВт, 1 шт.	CH-3: FHS 100-200/370ELP40/60	230/44	0603191
	ГВС	VT40MHV/CDS-16/31 (63), 581,40кВт,	CH-1:FHS50-250/185/P	72/60	106/03198
	СВО	NT150LHV/CD-10/61, 6046,51 кВт, 1шт.	CH-3: : FHS 100-200/370ELP40/60	230/44	107071054
	ГВС	VT40MHLV/CDS-16/31 - 1 шт.	CH-2: FHS 50-250/185/P	72/60	107071055
ЦТП-3	СВО	NT150HV/CD-10/77, 4652 кВт-1 шт.	CH-3: FHS 65-230/370	120/74	06/07873
	ГВС	WT40MHV/CDS-16/31, 573,78 кВт- 1	CH-1: FHS40-250/110/P	43/52	06/07843
	СВО	Кожухотрубный теплообменник площ. т.о.	CH-4: FHS 65-200/370	120/74	
	ГВС		CH-2: FHS 40-250/110/P	43/52	

## **Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии**

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

Территория действия электрокотельная МУПЭС проходит по улицам Саянская, Заводская, Чкалова, Гримау, Машиностроителей, 30 Лет Победы, котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения и ГВС жилых зданий, объектов социально-бытового назначения и административных зданий.

Территория действия электрокотельной №14 проходит по улицам Гримау, Бочкина, Патриса Лумумбы, Театральная, котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения и ГВС жилых зданий и объектов социально-бытового назначения.

Территория действия электрокотельной №11 проходит по улицам Чкалова, Дуговая, 30 Лет Победы, Патриса Лумумбы, котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения и ГВС жилых зданий и объектов социально-бытового назначения.

Территория действия электрокотельной №12 проходит по улицам Больничный проезд, Чкалова, 30 Лет Победы, Бочкина, пер. Школьный, котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения и ГВС жилых зданий и объектов социально-бытового назначения.

Территория действия электрокотельной №13 проходит по улицам Чкалова, 30 Лет Победы, Бочкина, Школьная, Бориса Полевого, пер. Школьный, котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения и ГВС жилых зданий и объектов социально-бытового назначения.

Территория действия электрокотельной №15 проходит по улицам Чкалова, Площадь Строителей, Гримау, Дуговая, котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения и ГВС жилых зданий и объектов социально-бытового назначения.

Территория действия электростанции «Центральная» проходит по улицам Школьная, Комсомольская, Бориса Полевого, Нагорная, Набережная, Гидростроителей, станция предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения и ГВС жилых зданий и объектов социально-бытового назначения.

Территория действия котельной с. Овсянка проходит по улицам в с. Овсянка Школьная, Гагарина, Корчагина, В. Терешковой станция предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения и ГВС жилых зданий, объектов социально-бытового производственного назначения.

Территория действия котельной п. Усть-Мана проходит по улицам Комсомольская, Гаражная, Манская, станция предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения и ГВС жилых зданий и объектов социально-бытового назначения.

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

*1.5.1 Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.*

Данные представлены в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1

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

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
	Жилое образование №1								
1	Сохраняемый ж/фонд	13,985	12,025			1,213	1,043		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	1,492	1,283	0,475	0,4084	0,330	0,284		
	Итого по ж/обр №1	15,477	13,308	0,475	0,408	1,543	1,327	17,5	15,043
	Жилое образование №2								
1	Сохраняемые объекты соцкультбыта	0,177	0,152	0,089	0,077	0,0177	0,015		

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
2	В стадии строительства, ранее запроектированны й ж/фонд	0,827	0,711			0,061	0,053		
	Итого по ж/обр №2	1,004	0,863	0,089	0,077	0,0787	0,068	1,172	1,007
	Жилое образование №3								
1	Сохраняемые объекты соцкультбыта	1,290	1,109	0,67	0,576	0 , 6	0,091	2,066	1,776
	Жилое образование №4								
1	Сохраняемый ж/фонд	14.058	12.088			1,361	1.170		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	1,448	1,245	0,567	0,488	0,192	0,165		

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
	Всего	15.506	13.333	0,567	0,488	1,553	1,335	17.62	15.156
3	Проектируемые объекты соцкультбыта	0,549	0,472	0,30	0,258	0,11	0,095		
4	Проектируемый ж/фонд	8.327	7.160			1.211	1.041		
	Всего	8.876	7.632	0.30	0.258	1.321	1.136	10.49	9.026
	Итого по ж/обр №4	24.382	20,965	0,867	0,746	2.8741	2,4712	28.12	24.181
	Жилое образование №5								
1	Сохраняемый ж/фонд	8,933	7,681			0,479	0,412		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	0,218	0,187	0,053	0,046	0,044	0,038		
	Всего	9,151	7,868	0,053	0,046	0,523	0,450	9,727	8,364



№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
3	Проектируемые объекты соцкультбыта	0,09	0,077	0,026	0,022	0,018	0,015	0,134	0,115
	Итого по ж/обр №5	9,241	7,946	0,079	0,068	0,541	0,465	9,861	8,479
	Жилое образование №6								
1	Сохраняемый ж/фонд	4,94	4,248			0,511	0,439		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	1,407	1,2098	0,298	0,2562	0,281	0,2416		
	Итого по ж/обр №6	6,347	5,457	0,298	0,256	0,792	0,681	7,437	6,395
	Жилое образование №7								
1	Сохраняемый ж/фонд	14,885	12,799			1,400	1,204		

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	2,856	2,456	1,138	0,979	0,381	0,328		
	Всего	17,74	15,255	1,138	0,979	1,531	1,531	20,66	17,764
3	Проектируемый ж/фонд	0,593	0,510			0,074	0,064	0,667	0,574
	Итого по ж/обр №7	18,334	15,764	1,138	0,979	1,855	1,595	21,32	18,338
	Жилое образование №9								
1	Сохраняемый ж/фонд	1,487	1,279			0,146	0,126		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	0,432	0,3714	0,09	0,0773	0,06	0,0515		
	Итого по ж/обр №9	1,919	1,650	0,09	0,077	0,206	0,177	2,215	1,905
	Жилое образование №10								

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
1	Сохраняемый ж/фонд	18,000	15,477			1,68	1,445		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	2,341	2,013	1,384	1,190	0,34	0,292		
	Всего	20,34	17,490	1,384	1,190	2,02	1,737	23,75	20,417
3	Проектируемый ж/фонд	0,743	0,639			2,36	2,029	3,103	2,668
	Итого по ж/обр №10	21,08	18,129	1,384	1,190	4,38	3,766	26,85	23,085
	Жилое образование №11								
1	Сохраняемый ж/фонд	5,453	4,689			0,292	0,251		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	0,958	0,8237	0,09	0,0593	0,093	0,0799		
	Итого по ж/обр №11	6,411	5,512	0,069	0,059	0,385	0,331	6,865	5,903

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
	Всего на I очередь	105.49	90.70	5,16	4,44	12.76	10.97	123.4	106.11
	Расчетный срок								
	Жилое образование №1								
1	Сохраняемый ж/фонд	13,99	12,029			1,213	1,043		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	1,49	1,281	0,474	0,408	0,33	0,284		
	Всего	15,48	13,310	0,474	0,408	1,543	1,327	17,5	15,045
3	Проектируемый ж/фонд	0,341	0,293			0,023	0,020		
4	Проектируемые объекты соцкультбыта	10,265	8,826	5,68	4,884	1,811	1,557		
	Всего	10,61	9,120	5,68	4,884	1,834	1,577	18,12	15,580
	Итого по ж/обр №1	26,086	22,430	6,154	5,291	3,377	2,904	35,61	30,625

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
	Жилое образование №2								
1	Сохраняемые объекты соцкультбыта	0,177	0,152	0,089	0,077	0,018	0,015		
2	В стадии строительства, ранее запроектированные ж/фонд	0,827	0,7110			0,061	0,0524		
	Итого по ж/обр №2	1,004	0,863	0,089	0,077	0,079	0,068	1,172	1,008
	Жилое образование №3								
1	Сохраняемые объекты соцкультбыта	1,292	1,11	0,67	0,576	0,106	0,091	2,068	1,778
	Жилое образование №4								

№ п/п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
1	Сохраняемый ж/фонд	10,853	9,332			1,061	0,912		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	1,450	1,247	0,57	0,490	0,192	0,165		
	Всего	12,303	10,579	0,57	0,490	1,253	1,077	14,13	12,146
3	Проектируемые объекты соцкультбыта	1,090	0,937	0,5	0,430	0,232	0,199		
4	Проектируемый ж/фонд	22.600	19.433			2,81	2,416		
	Всего	23.69	20.37	0,5	0,430	3,042	2,616	27.23	23,41
	Итого по ж/обр №4	35.993	30.948	1,07	0,92	4,295	3,393	41.36	35.56
	Жилое образование №5								
1	Пректируемый ж/фонд	1,94	1,668			0,241	0,207		

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
2	Проектируемые объекты соцкультбыта	1,228	1,056	0,405	0,348	0,144	0,124		
	Всего	3,168	2,724	0,405	0,348	0,385	0,331	3,958	3,403
3	Сохраняемые объекты соцкультбыта	0,218	0,187	0,053	0,046	0,044	0,038		
	Итого по ж/обр №5	3,386	2,911	0,458	0,394	0,429	0,369	3,958	3,403
	Жилое образование №6								
1	Сохраняемый ж/фонд	4,944	4,251			0,511	0,439		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	1,407	1,210	0,298	0,256	0,281	0,242		
	Всего	6,351	5,461	0,298	0,256	0,792	0,681	7,441	6,398
3	Проектируемые объекты ж/фонд	0,807	0,694			0,287	0,247		

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
	Итого по ж/обр №6	7,158	6,15	0,298	0,256	1,079	0,928	8,535	7,339
	Жилое образование №7								
1	Сохраняемый ж/фонд	11,660	10,026			1,224	1,052		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	2,856	2,456	1,138	0,979	0,38	0,327		
	Всего	14,52	12,482	1,138	0,979	1,604	1,379	17,26	14,839
3	Проектируемые объекты соцкультбыта	0,597	0,513	0,389	0,334	0,185	0,159		
4	Проектируемый ж/фонд	2,431	2,090			0,305	0,262		
	Всего	3,028	2,604	0,389	0,334	0,49	0,421	3,907	3,359
	Итого по ж/обр №7	17,54	15,085	1,527	1,313	2,094	1,171	21,17	18,199



№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
	Жилое образование №8								
1	Проектируемый ж/фонд	0,206	0,177			0,014	0,012	0,22	0,189
	Жилое образование №9								
1	Сохраняемый ж/фонд	1,487	1,279			0,146	0,126		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	0,043	0,037	0,09	0,077	0,055	0,047		
	Всего	1,53	1,316	0,09	0,077	0,201	0,173	1,821	1,566
3	Проектируемый ж/фонд реконструкция	0,281	0,242			0,02	0,017		
	Итого по ж/обр №9	1,811	1,557	0,09	0,077	0,221	0,190	2,122	1,825
	Жилое образование №10								

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
1	Сохраняемый ж/фонд	13,78	11,849			1,453	1,249		
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	2,341	2,013	1,384	1,190	0,34	0,292		
	Всего	16,12	13,862	1,384	1,190	1,793	1,542	19,3	16,593
3	Проектируемые объекты соцкультбыта	0,182	0,156	0,146	0,126	0,04	0,034		
4	Проектируемый ж/фонд	2,092	1,799			0,177	0,152		
	Всего	2,274	1,955	0,146	0,126	0,217	0,187	2,637	2,267
	Итого по ж/обр №10	18,4	15,817	1,53	1,316	2,01	1,728	21,94	18,861
	Жилое образование №11								
1	Сохраняемый ж/фонд	0,542	0,466			0,03	0,026		

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
2	Сохраняемые объекты соцкультбыта	0,958	0,824	0,259	0,223	0,124	0,107		
	Итого	1,5	1,290	0,259	0,223	0,154	0,133	1,913	1,645
3	Проектируемый ж/фонд	2,316	1,991			0,27	0,232	2,586	2,224
	Итого по ж/обр №11	3,816	3,281	0,259	0,223	0,424	0,325	4,499	3,868
	пос. ГЭС								
1	Проектируемые объекты соцкультбыта	0,958	0,824	0,069	0,059	0,093	0,080	1 2	0,963
2	Проектируемый ж/фонд	1,982	1,704			0,135	0,116	2,117	1,820
	Итого	2,94	2,528	0,069	0,059	0,228	0,196	3,237	2,783
	Восточное направление								

№п /п	Потребители	Расчетные тепловые потоки							
		отопление		вентиляция		ГВС (средн.ч.)		Всего	
		МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	I очередь								
1	Сохраняемые объекты соцкультбыта	0,033	0,028	0,02	0,0172	0,007	0,006		
2	Проектируемые объекты соцкультбыта	0,451	0,38779	0,225	0,19347	0,09	0 , 0 9		
	Итого	0,484	0,416	0,245	0,211	0,097	0,083	0,826	0,710
	Западное направление (проектир)	4,18	3,594	2,8	2,408	0,835	0,718	7.815	6.72
	Южное направление (проектир)	3,61	3,104	1,77	1,522	0,721	0,620	6.10	5.25
	Всего на расчетный срок	127.91	109.98	17.03	14.641	16.00	13.76	160.6	138.11

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

Индивидуальные источники тепловой энергии применены в жилых частных домах, которые на момент постройки не подключены к центральному теплоснабжению. Топливом для индивидуальных источников отопления является бурый уголь и дрова.

В настоящее время часть квартир частных домов подключено к централизованному теплоснабжению.

Для полного перевода частных домов на централизованное теплоснабжение необходимо выполнить проектирование и строительство тепловых сетей, проектирование и монтаж внутренних систем отопления домов, для чего необходимы существенные первоначальные капитальные затраты.

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

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом одинаковы на котельной в с. Овсянка и котельной в пос. Усть-Мана, т.к. в летний (межотопительный) период источники тепловой энергии не эксплуатируются.

Электрокотельная МУПЭС, электрокотельная «Центральная», электрокотельная №11, электрокотельная №12, электрокотельная №13, электрокотельная №14, электрокотельная №15 работают круглогодично, в межотопительный период эксплуатируются с целью горячего водоснабжения потребителей.

### *1.5.4 Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.*

Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха определяется на основе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды. В связи с отсутствием 100% подписанных договоров в МУПЭС с потребителями, нет возможности описать значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.

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

Утвержденное решение Дивногорского городского Совета депутатов Красноярского края «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг в МО г. Дивногорск» представлено на рисунках.

Таблица 1.5.2

Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка источника тепловой энергии, Гкал/ч	Число абонентов
Электрокотельная МУПЭС	34,782	140
Электрокотельная «Центральная»	25,999	153
Электрокотельная №11	7,815	55
Электрокотельная №12	7,902	46
Электрокотельная №13	6,034	89
Электрокотельная №14	9,198	86
Электрокотельная №15	4,271	71
Котельная в с. Овсянка	3,145	46
Котельная в п. Усть-Мана	0,453	14

## **Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии**

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

Информация представлена в таблице 1.6.1.

*1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.*

Информация представлена в таблице 1.6.1.



Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки, описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Источник тепловой энергии	Основное оборудование источника тепловой энергии				Установленная тепловая мощность основного оборудования источника тепловой энергии Гкал/час	Технические ограничения на использования установленной тепловой мощности	Фактический КПД %	Располагаемая мощность основного оборудования источника тепловой энергии (по режимным картам) Гкал/час	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/час	Тепловая мощность источника тепловой энергии «нетто» Гкал/час	Потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям		Суммарная тепловая нагрузка потребителей Гкал/час	Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии Гкал/час
	Тип, (марка)	Производительность Гкал/час	Кол-во, шт.	Тепловая мощность основного оборудования Гкал/час.							Через теплоизоляционные конструкции теплопроводов, Гкал/час	в счет потерь теплоносителя Гкал/час		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Электрокотельная «Центральная»	КЭВ 8000/10 КЭВ 10000/10 КЭВ 3500/10	6,88 8,6 3,01	5 2 1	54,61	54,61	Ограничений нет	98	н.д.	0,404	54,206	1,410	0,199	22,4458	30,1512
Электрокотельная № 11	КЭВ 6-16-4 КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 3,44 2,15	3 2 1	14,19	14,19	Ограничений нет	98	н.д.	0,102	14,088	0,303	0,017	5,3492	8,4188
Электрокотельная № 12	КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 2,15	5 1	10,75	10,75	Ограничений нет	98	н.д.	0,097	10,653	0,357	0,008	8,8444	1,4436
Электрокотельная № 13	КЭВ 6-16-4 КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 3,44 2,15	2 1 1	9,03	9,03	Ограничений нет	98	н.д.	0,097	8,933	0,526	0,033	6,7672	1,6068
Электрокотельная № 14	КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 2,15	5 1	10,75	10,75	Ограничений нет	98	н.д.	0,097	10,653	0,187	0,029	7,8730	2,564
Электрокотельная № 15	КЭВ 6-16-4 КЭВ 6-16-4 КЭВ-2500/6	1,72 3,44 2,15	1 2 1	10,75	10,75	Ограничений нет	98	н.д.	0,081	10,669	0,344	0,006	3,7788	6,5402
Электрокотельная МУПЭС	КЭВ 10000/10	8,6	7	60,2	60,2	Ограничений нет	98	н.д.	0,376	59,824	1,337	0,191	30,8276	27,4684
Угольная котельная с. Овсянка	КВр-1,16к	1,0	10	10	8	Ограничений нет	80	н.д.	0,094	7,906	0,254	0,029	3,4886	4,1344
Угольная котельная пос. Усть-Мана	Квр-0,63к Квр-0,4кд	0,54 0,4	1 2	1,23	0,984	Ограничений нет	80	н.д.	0,014	0,97	0,059	0,000	0,4913	0,4197
Итого:	-	-	-	181,51	179,264	-	-	-	1,362	177,902	4,777	0,512	89,8659	82,7471

*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 к потребителю.*

Существующая ситуация описана в разделах 3, 4.

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

На основании полученных исходных данных, дефициты тепловой мощности на котельных города Дивногорск - отсутствуют.

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

Резервы тепловой мощности нетто котельных МО г. Дивногорск составляют:

Электрокотельная МУПЭС— 2,14 Гкал/ч;  
Электрокотельная «Центральная» — 16,72 Гкал/ч;  
Электрокотельная №11— 3,02 Гкал/ч;  
Электрокотельная №12— 2,2 Гкал/ч;  
Электрокотельная №13— 1,67 Гкал/ч;  
Электрокотельная №14— 0,42 Гкал/ч;  
Электрокотельная №15— 3,99 Гкал/ч;  
Котельная в с. Овсянка — 0,5 Гкал/ч;  
Котельная в п. Усть-Мана — 0,2 Гкал/ч.

Расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не предполагается, в виду отсутствия необходимости.

## Часть 7. Балансы теплоносителя

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

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии отсутствуют.

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

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

## **Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом**

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

Информация представлена в таблице 1.8.1.

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

Резервное и аварийное топливо не предусмотрено.

Таблица 1.8.1

## Топливные балансы для котельных МО г. Дивногорск за 2015 год

Источник тепловой энергии	Основное оборудование источника тепловой энергии (тип(марка) котла)	Нагрузка потребителей (без учета потерь мощности в тепловых сетях), Гкал/ч	Отпуск тепловой энергии от источника (с учетом потерь мощности в тепловых сетях), Гкал	Нормативный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг.н.т./Гкал	Нормативный удельный расход натурального топлива на отпуск тепловой энергии, кг.н.т./Гкал	Расчетный годовой расход основного топлива		
						Условного топлива, т.у.т.	Вид	Объем потребления натурального топлива, т
Котельная в с. Овсянка	КВр-1,16	8,4	12262	264,56	496,50	2694	бурый уголь	4355
Котельная в п. Усть-Мана	КВр-0,63	1,3	1049	264,56	496,50	232	бурый уголь	375

## Часть 9. Надежность теплоснабжения

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

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

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

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

Рассматриваются следующие виды нарушения в подаче тепловой энергии:

- нарушение в подаче тепловой энергии из-за несоблюдения регулируемой организацией требований технических регламентов эксплуатации объектов и оборудования теплофикационного и (или) теплосетевого хозяйства, в том числе принимаемых в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», происходящее без предварительного уведомления в установленном порядке потребителя товаров и услуг и приводящее к

прекращению подачи тепловой энергии на срок более 8 часов в отопительный сезон или более 24 часов в межотопительный период в силу организационных или технологических причин, вызванных действиями (бездействием) данной регулируемой организации, - для нарушений такого вида устанавливается  $K_e = 1,00$ ;

- прекращение подачи тепловой энергии на срок не более 8 часов в отопительный сезон или не более 24 часов в межотопительный период или иное нарушение в подаче тепловой энергии с предварительным уведомлением потребителя товаров и услуг в срок, не меньший установленного, в том числе условиями договора теплоснабжения либо другими договорными отношениями между регулируемой организацией и соответствующим потребителем товаров и услуг, вызванное проведением на оборудовании данной регулируемой организации не относимых к плановым ремонтам и профилактике работ по предотвращению развития технологических нарушений, - для данного вида нарушений  $K_e = 0,5$ .

Для периода 2009-2012 гг. при расчете значений показателей надежности используется значение  $K_b = 1,00$  независимо от вида нарушения. Расчет фактических значений  $K_e$  первоначально осуществляется по результатам 2013 г.

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

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

$P_e$  - показатель уровня надежности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в расчете на единицу тепловой мощности и длины тепловой сети регулируемой организации, исчисляется по формуле:

$$P_e = M_o / L,$$

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

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

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

1.9.1.3. Показатели, определяемые продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии.

$P_n$  - показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии в отопительный сезон, ( $P_n$ ) исчисляется по формуле:

$$P_n = \sum_{j=1}^{M_{по}} T_{jпр} / L$$

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

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

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



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

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

$P_o$  - показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом не отпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период, исчисляется по формуле:

$$P_o = \sum Q_j / L$$

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

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

1.9.1.5. Показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии, вычисляются начиная не позднее, чем с 2014 года.

Отклонения температуры теплоносителя фиксируются в подающем трубопроводе в случаях превышения значений отклонений, предусмотренных договорными отношениями между данной регулируемой организацией и потребителем ее товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него)

(далее - договорные значения отклонений). В отсутствие требуемых величин в имеющихся договорах, в качестве договорных значений отклонений температуры воды в подающем трубопроводе принимаются величины, установленные для горячего водоснабжения постановлением Правительства Российской Федерации от 06 мая 2011 г. № 354.

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

$R_e$  - показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период, исчисляется по формуле

$$R_B = \sum_{i=1} (W_{iB} \times R_{Bi}) / \sum_{i=1} W_{iB}$$

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

$N_e$  - число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации, для которых теплоносителем является вода;

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

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

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

$$T_{jnp} = \max_i T_{ij}$$

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

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

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

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

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

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

Начиная не позднее, чем с 2013 года рассчитывается величина продолжительности  $j$ -ого прекращения подачи тепловой энергии в межотопительном периоде расчетного периода по соответствующим нарушениям в подаче тепловой энергии - прекращением ее подачи, относящимся к межотопительному периоду.

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

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

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

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

В случае если регулируемой организацией отдельно не зафиксированы объемы недоотпущенной или недопоставленной тепловой энергии по каждому договору с потребителями товаров и услуг при  $j$ -м нарушении в подаче тепловой энергии, в качестве  $Q_j$  берется значение объема неотпуска, зафиксированное

надлежаще оформленным Актом для технологического нарушения, повлекшего за собой  $j$ -ое нарушение в подаче тепловой энергии.

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

$$R_{Bi} = \sum_{j=1}^{Mio} D_{B,i,j} / h_o$$

где  $Mio$  - число нарушений в подаче тепловой энергии, вызванных отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе (без прекращения ее подачи), по  $i$ -ому договору с потребителями товаров и услуг в течение отопительного сезона расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией (см. Приложение № 2 к настоящим Методическим указаниям);

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

$h_o$  - общее число часов в отопительном сезоне расчетного периода регулирования.

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

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

Результаты расчетов Показателей уровня надежности по каждой зоне действия источника тепловой энергии за 2015 год сведены в таблицу:

Таблица 1.9.1

Источник	$M_o$	L	$T_{jпр}$	$Q_j$	$R_{Bj}$	( $P_{чм}$ )	$R_{п}$ ( $P_{пм}$ )	$P_o(P_o)$	$R_{B}$ ( $R_{Bм}$ )
Данные за 2008 год									
Электрокотельная МУПЭС	1	53,35	4	1,350	н.д.	0,019	0,075	0,025	—
Электрокотельная «Центральная»	1	2,44	3	0,293	н.д.	0,410	1,229	0,12	—
Электрокотельная №11	—	0,74	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная №12	—	3,06	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная №13	—	19,12	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная №14	—	3,37	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная №15	1	10,93	3	н.д.	н.д.	0,092	0,275	—	—
Данные за 2009 год									
Электрокотельная МУПЭС	—	53,35	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная «Центральная»	—	2,44	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная №11	2	0,74	10,0	5,1	н.д.	2,718	13,588	6,93	—
Электрокотельная №12	—	3,06	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная №13	—	19,12	—	—	н.д.	—	—	—	—

Источник	$M_o$	L	$T_{jпр}$	$Q_j$	$R_{vi}$	$P_q$ ( $P_{qm}$ )	$P_{п}(P_{пм})$	$P_o(P_o)$	$R_{в}$ ( $R_{вм}$ )
Электростанция №14	–	3,37	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция №15	2	10,93	12,0	29,04	н.д.	0,183	1,098	2,657	–
Данные за 2010 год									
Электростанция МУПЭС	1	53,35	6	0,185	н.д.	0,019	0,112	0,003	–
Электростанция «Центральная»	–	2,44	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция №11	–	0,74	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция №12	–	3,06	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция №13	1	19,12	6	0,514	н.д.	0,052	0,314	0,027	–
Электростанция №14	–	3,37	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция №15	–	10,93	–	–	н.д.	–	–	–	–
Данные за 2011 год									
Электростанция МУПЭС	–	53,35	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция «Центральная»	1	2,44	6	0,106	н.д.	0,41	2,459	0,043	–
Электростанция №11	–	0,74	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция №12	–	3,06	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция №13	–	19,12	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция №14	–	3,37	–	–	н.д.	–	–	–	–
Электростанция №15	–	10,93	–	–	н.д.	–	–	–	–

Источник	$M_o$	L	T			(Рчм)	Рп(Рпм)	$P_o(P_o)$	$R_b$ ( $R_{bm}$ )
Данные за 2012-2015 год									
Электрокотельная МУПЭС	1	53,35	—	—	н.д.	0,019	0,84	0,0	—
Электрокотельная «Центральная»	—	2,44	—	—	н.д.	0,0	0,0	0,0	—
Электрокотельная №11	2	0,74	12	6,12	н.д.	2,718	16,306	8,316	—
Электрокотельная №12	—	3,06	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная №13	—	19,12	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная №14	—	3,37	—	—	н.д.	—	—	—	—
Электрокотельная №15	1	10,93	8	1,405	н.д.	0,092	0,732	0,129	—

\* $R_b$  - показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период не рассчитывался ввиду отсутствия учета превышения среднесуточного отклонения температуры воды в подающем трубопроводе  $R_{bi}$  и отсутствия понижения температуры внутри помещения ниже нормативных показателей.

### 1.9.2 Анализ аварийных отключений потребителей;

Аварий на тепловых сетях за 2010-2015 годы не произошло.

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

Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой



сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов.

Повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50 процентов отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

### *1.9.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений;*

Аварий на тепловых сетях за 2010-2015 годы не произошло.

## Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих теплосетевых организаций

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

Информация представлена в таблицах 1.10.1-1.10.4.

Таблица 1.10.1

Информация об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества

№ п/п	Наименование показателя	Значение
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>1</b>	количество аварий на системах теплоснабжения (единиц на км)	0,000
<b>2</b>	количество часов (суммарно за календарный год), превышающих допустимую продолжительность перерыва подачи тепловой энергии	0
<b>3</b>	количество потребителей, затронутых ограничениями подачи тепловой энергии	0
<b>4</b>	количество часов (суммарно за календарный год) отклонения от нормативной температуры воздуха по вине регулируемой организации в жилых и нежилых отапливаемых помещениях	0

## Информация об инвестиционных программах и отчетах об их реализации

№ п/п	Наименование показателя	Значение	Плановые значения
1	Наименование инвестиционной программы	нет	X
2	цель инвестиционной программы	нет	X
3	срок начала	нет	X
4	срок окончания	нет	X
5	потребность в финансовых средствах, необходимых для реализации инвестиционной программы	нет	X
6	инвестиционная программа продолжается в следующих периодах	нет	X
8	запланировано средств за I квартал (тыс.руб.):	нет	
9	запланировано средств за II квартал (тыс.руб.):	нет	
10	запланировано средств за III квартал (тыс.руб.):	нет	
11	запланировано средств за IV квартал (тыс.руб.):	нет	
12	использовано средств за I квартал (тыс.руб.):	нет	
13	использовано средств за II квартал (тыс.руб.):	нет	
14	использовано средств за III квартал (тыс.руб.):	нет	
15	использовано средств за IV квартал (тыс.руб.):	нет	
16	Привлеченные средства(тыс. руб.), из них:	нет	
16.1	кредиты банков (тыс. руб.)	нет	
16.2	из них: кредиты иностранных банков (тыс. руб.)	нет	
16.3	заемные средства других организаций (тыс. руб.)	нет	
17	бюджетные средства (тыс. руб.) из них:	нет	
17.1	Федеральный бюджет (тыс. руб.)	нет	
17.2	бюджет субъекта РФ (тыс. руб.)	нет	
17.3	бюджет муниципального образования (тыс. руб.)	нет	
18	средства внебюджетных фондов (тыс. руб.)	нет	
19	прочие средства (тыс. руб.)	нет	
20	амортизация (тыс.руб.)	нет	
21	инвестиционная надбавка к тарифу (тыс.руб.)	нет	
22	плата за подключение (тыс.руб.)	нет	
23	прибыль (тыс.руб.)	нет	

Таблица 1.10.3

Информация о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	количество поданных и зарегистрированных заявок на подключение к системе теплоснабжения	3
2	количество зарегистрированных заявок на подключение к системе теплоснабжения	3
3	количество исполненных заявок на подключение к системе теплоснабжения	1
4	количестве заявок на подключение к системе теплоснабжения, по которым принято решение об отказе в подключении	0
5	резерв мощности системы теплоснабжения(Гкал/сутки)	34,8
6	Справочно: количество выданных тех. условий на подключение	3

Таблица 1.10.4

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	х	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт
2	выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	1 102 131,23
3	себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	1 101 405,10
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	
3.2	расходы на топливо	тыс.руб.	4 393,47
3.2.1	Стоимость	тыс.руб.	4 393,47
	Объем	т.	4 200
	Стоимость 1й единицы объема	тыс.руб.	1,05
	Способ приобретения	х	покупка
3.3	расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	907 627,28
3.3.1	средневзвешенная стоимости 1 кВт*ч	руб.	2,644
3.3.2	объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	343340,0
3.4	расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	420,00
3.5	расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0
3.7	расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	5 805,00
3.7.1	аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	-
3.8	общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	131712,64
3.8.1	расходы на оплату труда	тыс.руб.	101128,63
3.8.2	отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	30584,01
3.9	общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	25 880,45
3.10	расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	4 045,00

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование показателя</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>Значение</b>
3.11	расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	1 891,80
4	валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	726,13
5	чистая прибыли от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	580,00
6	изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс.руб.	0,00
7	установленная тепловая мощность	Гкал/ч	167,10
8	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	91,145
9	объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	236,986
10	объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0
11	объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	236,986
11.1	по приборам учета	тыс. Гкал	201,44
11.2	по нормативам потребления	тыс. Гкал	35,55
12	технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	15,6
13	потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал	47,09
14	протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	38,918
15	протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	74,534
16	количество теплоэлектростанций	ед.	0
17	количество тепловых станций и котельных	ед.	13
18	количество тепловых пунктов	ед.	0
19	среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	166
20	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	224,2
21	удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	86
22	удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб.м/Гкал	4,26

## **Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

*1.11.1 Описание утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности.*

Информация представлена в таблицах 1.11.1. – 1.11.4

Таблица 1.11.1.1.

Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии Муниципального унитарного предприятия электрических сетей  
(г. Дивногорск, ИНН 2446001206) (далее - МУП ЭС) по СЦТ № 1  
«Электростанции за исключением электростанции в п. Манский»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	с 01.01.2023 по 31.12.2023*					
				Вода	Отборный пар давлением				острый и редуцирован ный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	свыше 13,0 кг/см <sup>2</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	МУПЭС	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)							
1.1.		одноставочный, руб./Гкал	2023*	4338,24	-	-	-	-	-
2.		Население (тарифы указываются с учетом НДС)							
2.1.		одноставочный, руб./Гкал	2023*	5205,89	-	-	-	-	-

\* В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14.11.2022 № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 по 31.12.2023 и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» тарифы, установленные на 2023 год, действуют с 1 декабря 2022 по 31 декабря 2023. Тарифы установлены без календарной разбивки.

Примечание. Тепловая энергия вырабатывается на электростанцией.



Таблица 1.11.1.2.

Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии Муниципального унитарного предприятия электрических сетей  
(г. Дивногорск, ИНН 2446001206) (далее - МУП ЭС) по СЦТ № 2  
«Потребители, за исключением потребителей, указанных в СЦТ № 1»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	с 01.01.2023 по 31.12.2023*					
				Вода	Отборный пар давлением				острый и редуцирован ный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	свыше 13,0 кг/см <sup>2</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	МУПЭС	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
1.1.		однотарифный, руб./Гкал	2023*	1894,11	-	-	-	-	-
2.		Население (тарифы указываются с учетом НДС)							
2.1.		однотарифный, руб./Гкал	2023*	2272,93	-	-	-	-	-

\* В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14.11.2022 № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 по 31.12.2023 и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» тарифы, установленные на 2023 год, действуют с 1 декабря 2022 по 31 декабря 2023. Тарифы установлены без календарной разбивки.

Таблица 1.11.1.3.

Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии Муниципального унитарного предприятия электрических сетей (г. Дивногорск, ИНН 2446001206) (далее - МУП ЭС) по СЦТ № 2

«Потребители, за исключением потребителей, указанных в СЦТ № 1»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	с 01.01.2023 по 31.12.2023*					
				Вода	Отборный пар давлением				острый и редуцированный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	свыше 13,0 кг/см <sup>2</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	МУПЭС	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)							
1.1.		одноставочный, руб./Гкал	2023*	5895,86	-	-	-	-	-
2.		Население (тарифы указываются с учетом НДС)							
2.1.		одноставочный, руб./Гкал	2023*	7075,03	-	-	-	-	-

\* В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14.11.2022 № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 по 31.12.2023 и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» тарифы, установленные на 2023 год, действуют с 1 декабря 2022 по 31 декабря 2023. Тарифы установлены без календарной разбивки.

Примечание. Топливная составляющая определена в размере 473,12 руб./Гкал.

Таблица 1.1.1.1.4

Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям Муниципального унитарного предприятия электрических сетей (г. Дивногорск, ИНН 2446001206) (далее - МУП ЭС) по СЦТ № 4 «Потребители, за исключением потребителей относящихся к СЦТ № 3»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	с 01.01.2016 по 30.06.2016					с 01.07.2016 по 31.12.2016						
				вода	отборный пар давлением				острый и редуци- рован- ный пар	вода	отборный пар давлением				острый и редуци- рова- нный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	свыше 13,0 кг/см <sup>2</sup>			от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	свыше 13,0 кг/см <sup>2</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.	МУП ЭС	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения													
1.1.		однотарифный, руб./Гкал	2016	1227,67	-	-	-	-	-	-	1402,51	-	-	-	-
2.		Население (тарифы указываются с учетом НДС)													
2.1.		однотарифный, руб./Гкал	2016	1448,65	-	-	-	-	-	-	1654,96	-	-	-	-

Таблица 1.11.2.

Тарифы на теплоноситель, поставляемый потребителям Муниципального унитарного предприятия электрических сетей  
(г. Дивногорск, ИНН 2446001206) (далее - МУП ЭС)

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Вид теплоносителя	
			Вода	Пар
1	МУПЭС	с 01.01.2023 по 31.12.2023*		
		Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
1.1.		Одноставочный руб./куб.м	73,68	-

\* В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14.11.2022 № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 по 31.12.2023 и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» тарифы, установленные на 2023 год, действуют с 1 декабря 2022 по 31 декабря 2023. Тарифы установлены без календарной разбивки.

Таблица 1.11.3.

Тарифы на горячую воду, поставляемую муниципальным унитарным предприятием электрических сетей  
(г. Дивногорск, ИНН 2446001206)  
с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения)

	Компонент на теплоноситель, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию
		Одноставочный, руб./Гкал
с 01.01.2022 по 31.12.2023*		
Прочие потребители		
	73,80	1894,11
Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
	888,42	2272,93

\* В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14.11.2022 № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 по 31.12.2023 и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» тарифы, установленные на 2023 год, действуют с 1 декабря 2022 по 31 декабря 2023. Тарифы установлены без календарной разбивки.

Примечание. Тариф на теплоноситель установлен приказом министерства тарифной политики Красноярского края от 17.12.2022 № 290-п.

Таблица 1.11.4

Тарифы на горячую воду, поставляемую Муниципальным унитарным предприятием электрических сетей (г. Дивногорск, ИНН 2446001206) с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) по СЦТ № 4 «Потребители, за исключением потребителей относящихся к СЦТ № 3»

№ п/п		Компонент на теплоноситель, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию
			Одноставочный, руб./Гкал
с 01.01.2016 по 30.06.2016			
1.	Прочие потребители		
		42,37	1227,67
1.1.	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		50,00	1448,65
с 01.07.2016 по 31.12.2016			
2.	Прочие потребители		
		47,26	1402,51
2.1.	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
		55,77	1654,96

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

МУПЭС реализует тепловую энергию населению и соцкультбытовым организациям МО г. Дивногорск. Годовой объём реализации тепловой энергии составляет 233,255 тыс. Гкал в год. Структуры цен (тарифов) МУПЭС, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения и потребления тепловой энергии по группам потребителей представлены в таблицах 1.11.2.1, 1.11.2.2

Схема теплоснабжения МО г. Дивногорск.

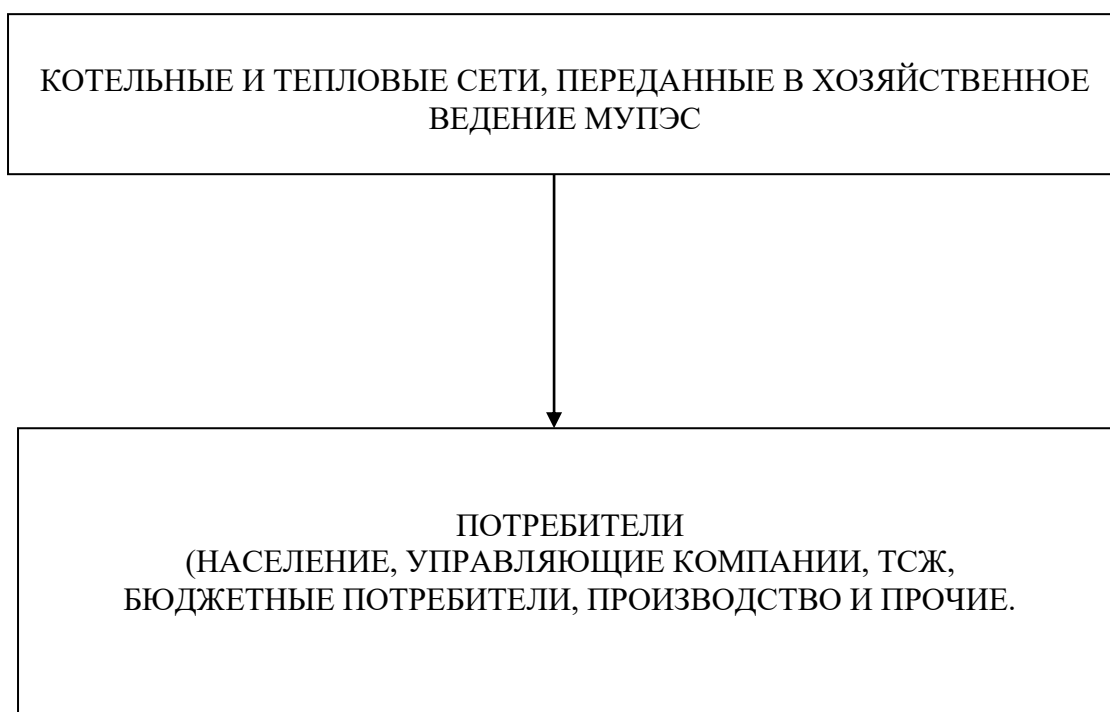


Таблица 1.11.5

Мониторинг потребления тепловой энергии по группам потребителей МО г. Дивногорск от источников теплоснабжения МО г. Дивногорск (тыс. Гкал/год).

Группы потребителей	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Потребители, получающие тепловую энергию, производимую котельными, всего	47,858	47,858	47,388	233,255
1. Собственное потребление	1,198	1,198	0,725	0,725
2. Население	30,787	30,787	30,787	191,68
3. Бюджетные потребители	10,635	10,635	10,635	31,450
4. Прочие потребители	5,238	5,238	5,238	9,410

Таблица 1.11.6

Структура тарифа на тепловую энергию МУПЭС (тыс. руб.).

№ п/п	Показатели	Итого затраты на теплоснабжение по МО
1	2	3
1	Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	1 101 405,10
1.1	- расходы на сырье и материалы	8 985,42
1.2	- расходы на топливо	4 393,47
1.3	- расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	907 401,28
1.4	- расходы на холодную воду	420,00
1.5	- амортизация основных средств и нематериальных активов	5 805,00
1.6	- оплата труда	101 128,63
1.7	- отчисления на социальные нужды	30 584,01
1.8	- ремонт основных средств, выполняемый подрядным способом	4 045,00
1.9	- расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями	1 891,80
1.10	- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	10 460,01
1.11	- другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе (общехозяйственные расходы)	25 880,45
1.12	Прочие расходы	42 687,29
2	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	580,00
3	Налог на прибыль	146,13
4	Необходимая валовая выручка, всего	1 102 131,23

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

Плата за подключение не предусмотрена.

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

Плата за поддержание резервной мощности не предусмотрена.



## **Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа**

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

На основании выше приведенного анализа можно обозначить следующие основные проблемные места функционирования системы теплоснабжения:

- высокий износ котельного оборудования на котельной в пос. Усть-Мана. Оборудование на источнике тепловой энергии находится в эксплуатации длительное время, что требует проведения своевременных работ по капитальному ремонту и замене оборудования;

- высокий износ тепловых сетей и их изоляции обуславливает существенные потери тепловой энергии при транспортировке (до 30 %) от всех котельных;

- отсутствие регуляторов температуры на ГВС у потребителей, влечет за собой увеличение расхода сетевой воды, а, следовательно, и увеличение электроэнергии на перекачку теплоносителя;

- несанкционированные сливы теплоносителя, влекут увеличение расхода сетевой воды и тепловых потерь;

- в электрокотельной №14 задействованы все котлоагрегаты для покрытия присоединенной нагрузки, нет резервных.

### *1.12.2 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.*

— Высокий износ тепловых сетей, требующей замены не менее 5 км. в год.

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

Проблемы в надежном и эффективном снабжении топливом отсутствуют.

*1.12.4 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.

## Приложение 1. Схема тепловых сетей.