

«СОГЛАСОВАНО»

**Глава администрации городского
поселения г. Дюртюли М.Р.**

_____ **Ш.Л.Исламов**
« ____ » _____ **2016 год.**

«УТВЕРЖДЕНО»

**Министр Министерства жилищно-
коммунального хозяйства РБ**

_____ **С.И. Афонин**
« ____ » _____ **2016 год.**

Инвестиционная программа
МУП ДюртюлинскиеЭиТС по повышению энергетической
эффективности работы тепловых сетей
г. Дюртюли на 2017 -2021 г.г.

Разработчик :

**МУП «Дюргюлинские электрические
и тепловые сети»**

Директор МУП ДюргюлинскиеЭиТС

_____ **И.Ф.Мустафин**

«_____» _____ **2016** год.

Содержание

1.Паспорт Инвестиционной Программы МУП ДЭиТС по повышению энергетической
эффективности теплоснабжения г. Дюргюли на 2017 – 2021

г.г. _____

2.Постановление ГК РБ по тарифам № 649 от 15.12.2015 г. _____

3.Введение _____

4.Анализ существующей системы теплоснабжения и горячего водоснабжения
г. Дюргюли _____

5.Характеристика состояния магистральных и распределительных сетей теплоснабжения
иГВС _____

6.1Реконструкция существующих тепловых сетей на 2017г. _____

6.2Реконструкция существующих тепловых сетей на 2018г. _____

6.3Реконструкция существующих тепловых сетей на 2019г. _____

6.4Реконструкция существующих тепловых сетей на 2020г. _____

6.5.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2012г. _____

7 .Общая экономия _____

8.Определение плановых и расчет фактических показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения_____

9.Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности_____

10.Критерий доступности для населения платы за коммунальные услуги на территории городского поселения г. Дюртюли на 2017 год _____

1.Паспорт инвестиционной программы в сфере теплоснабжения Муниципального унитарного предприятия «Дюртюлинские электрические и тепловые сети»

Наименование организации, в отношении которой разрабатывается инвестиционная программа в сфере теплоснабжения	Муниципальное унитарное предприятие «Дюртюлинские электрические и тепловые сети.» (МУП ДЭ и ТС)
Местонахождение регулируемой организации	452320, Республики Башкортостан г. Дюртюли, ул. В.Горшкова,6.
Сроки реализации инвестиционной программы	2017-2021 годы
Лицо, ответственное за разработку инвестиционной программы	Директор – Мустафин Ильшат Флитович. Зам. директора – Фаравазов Ильшат Зуфарович. Техник-теплотехник – Фарвазов Ильмир Ильшатович.
Контактная информация лица, ответственного за разработку инвестиционной программы	Мустафин И.Ф., тел/факс -(34787) 2-10-40, тел. раб. – (34787) 3-02-23. Фарвазов И.З., тел/факс -(34787) 41-2-20, тел. раб. - (34787) 2-18-18. Фарвазов И.И.,тел/факс- (34787) 2-10-40, тел.раб.- (34787) 2-10-23. mupdeits55@mail.ru
Наименование органа исполнительной власти субъекта РФ или органа местного самоуправления, утвердившего инвестиционную программу	Министерство жилищно-коммунального хозяйства Республики Башкортостан
Местонахождение органа, утвердившего инвестиционную программу	450059, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ст. Халтурина, 28
Должностное лицо, утвердившее инвестиционную программу	Министр МЖКХ РБ – Афонин Сергей Иванович.
Дата утверждения инвестиционной программы	
Контактная информация лица, ответственного за утверждение инвестиционной программы	Афонин С.И. - тел.(347) 277-71-06
Наименование органа местного самоуправления, согласовавшего инвестиционную программу	Администрация городского поселения г. Дюртюли МР, Дюртюлинского района РБ.
Местонахождение органа, согласовавшего инвестиционную программу	452320, Республика Башкортостан, , г.Дюртюли, ул. Социалистическая,30.

Должностное лицо, согласовавшее инвестиционную программу	Глава администрации городского поселения г. Дюртюли МР - Исламов Шамиль Лутфрахманович.
Дата согласования инвестиционной программы	
Контактная информация лица, ответственного за согласование инвестиционной программы	Исламов Ш.Л. – тел.(34787) 2-12-51

Директор
М.П.

И.Ф. Мустафин



КАРАР

« 15 » декабрь 2015 й. № 649

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

« 15 » декабря 2015 г.

**Об установлении тарифов на тепловую энергию (мощность),
поставляемую муниципальным унитарным предприятием
«Дюртюлинские электрические и тепловые сети» потребителям
муниципального района Дюртюлинский район Республики Башкортостан**

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», Регламентом открытия дел об установлении регулируемых цен (тарифов) и отмене регулирования тарифов в сфере теплоснабжения, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 7 июня 2013 г. № 163, Положением о Государственном комитете Республики Башкортостан по тарифам, утвержденным постановлением Правительства Республики Башкортостан от 5 сентября 2013 г. № 404, Государственный комитет Республики Башкортостан по тарифам **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Установить тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую муниципальным унитарным предприятием «Дюртюлинские электрические и тепловые сети» потребителям муниципального района Дюртюлинский район Республики Башкортостан, согласно приложению № 1 к настоящему постановлению.

2. Установить долгосрочные параметры регулирования, устанавливаемые для муниципального унитарного предприятия «Дюртюлинские электрические и тепловые сети» при расчете тарифов с использованием метода индексации установленных тарифов, согласно приложению № 2 к настоящему постановлению.

3. Тарифы, установленные в пункте 1 настоящего постановления, действуют с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г., с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г., с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г., с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г., с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г., с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.

4. Настоящее постановление вступает в силу в установленном законодательством порядке.

Председатель

И.Н.Васимирская

Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую муниципальным
унитарным предприятием «Дюртюлинские электрические и тепловые сети»
потребителям муниципального района Дюртюлинский район
Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуциро- ванный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Муниципальное унитарное предприятие «Дюртюлинские электрические и тепловые сети»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
		одноставочный, руб./Гкал	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	1 348,21	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	1 514,71	-	-	-	-	-
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	1 514,71	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	1 594,79	-	-	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	1 594,79	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1 631,80	-	-	-	-	-
		Население (тарифы указываются с учетом НДС) *							
		одноставочный, руб./Гкал	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	1 590,89	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	1 787,36	-	-	-	-	-
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	1 787,36	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	1 881,85	-	-	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	1 881,85	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1 925,52	-	-	-	-	-

* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.

ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА

заседания Правления Государственного комитета Республики
Башкортостан по тарифам от «15» декабря 2015 г. № 114

Присутствовали члены Правления Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам.

Повестка дня:

Об установлении тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую муниципальным унитарным предприятием «Дюртюлинские электрические и тепловые сети» потребителям муниципального района Дюртюлинский район Республики Башкортостан, на 2016-2018 годы.

Обсудили:

Организация, осуществляющая регулируемую деятельность – МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети» представила в Государственный комитет Республики Башкортостан по тарифам расчетные материалы для установления тарифов на тепловую энергию (мощность) (заявление от 27.04.2015 г. № 310).

На основании заявления и представленных материалов Государственным комитетом Республики Башкортостан по тарифам открыто дело по установлению тарифов на тепловую энергию (мощность) (Изм. № 59/О от 28.04.2015 г.).

В результате рассмотрения и анализа представленных документов Государственным комитетом Республики Башкортостан по тарифам выбран метод регулирования тарифов – метод индексации установленных тарифов в соответствии с ст.9 п.2 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Организация действует на основании Устава утвержденного постановлением главы администрации городского поселения город Дюртюли муниципального района Дюртюлинский район РБ от 25.04.2006 г. № 14.

К делу прилагаются:

- свидетельство о государственной регистрации юридического лица от 7.11.2012 г. ОГРН № 1020201753285;
- свидетельство о постановке на учет в налоговом органе по месту нахождения на территории Российской Федерации ИНН № 0260001045, КПП № 022001001;
- устав организации.

Организация применяет общий режим налогообложения.

Основным видом деятельности МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети» является передача электрической энергии. Дополнительным видом деятельности является производство, передача, распределение пара и горячей воды (тепловой энергии).

Экспертиза расчета тарифов на тепловую энергию (мощность) проведена с 30.11.2015 г. по 15.12.2015 г.

Расчет тарифов на тепловую энергию (мощность) осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075 «О ценообразовании в теплоснабжении», Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом ФСТ России от 13 июня 2013 г. № 760-э и Регламентом открытия дел об установлении регулируемых цен (тарифов) и отмене регулирования тарифов в сфере теплоснабжения, утвержденным приказом ФСТ России от 7 июня 2013 г. № 163-э.

Расчет тарифов и формы представлений предложения организации соответствуют приказу ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

При расчете тарифов применены индексы-дефляторы, определенные сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации и основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и плановый период 2017-2018 гг.

Показатели	Год		
	2016	2017	2018
Рост цен на электроэнергию	108,2-109,2	107,5-108,5	107,5-108,5
Рост цен на газ	102,0	103,0	103,0
Индекс потребительских цен	106,4	106,0	105,1

Оценка достоверности представленных организацией материалов проведена в пределах компетенции ГКТ РБ – представленные документы подписаны руководителем и заверены печатью организации, показатели финансово-хозяйственной деятельности организации отражены в бухгалтерском балансе, отчете о прибылях и убытках.

За представление заведомо недостоверных сведений в орган, уполномоченный в области государственного регулирования тарифов, организация несет ответственность в соответствии со статьей 19.7.1. Кодекса об административных правонарушениях Российской Федерации.

В 2016-2018 гг. организацией планируется полезный отпуск тепловой энергии 166,6 тыс. Гкал. Госкомитетом РБ по тарифам объем полезного отпуска принят 166,6 тыс. Гкал на основании реестра договоров теплоснабжения, а также баланса теплоснабжения. Объем выработки тепловой энергии рассчитан в размере 201,05 тыс. Гкал. с учетом технологических потерь предложенных организацией в объеме 29,6 тыс. Гкал., утвержденных постановлением Госкомитета РБ по тарифам от 20.10.2015 г. № 215 и расходов на собственные нужды котельной – 4,85 тыс. Гкал.

Отпуск тепловой энергии производится согласно заключенным договорам с потребителями.

Показатели	Единица измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Выработка	тыс.Гкал	201,05	201,05	201,05
Расход на собственные нужды	тыс.Гкал	4,85	4,85	4,85
Потери	-//-	29,6	29,6	29,6
Полезный отпуск, в т.ч.:	-//-	166,6	166,6	166,6
население	-//-	112,37	112,37	112,37
бюджетные организации	-//-	29,23	29,23	29,23
прочие потребители	-//-	25,00	25,00	25,00

Долгосрочные параметры регулирования тарифов, определяемые на долгосрочный период регулирования при установлении тарифов с использованием метода индексации установленных тарифов представлены в таблице:

№ п/п	Наименование долгосрочного параметра	Единицы измерения	Период регулирования		
			2016	2017	2018
1	Базовый уровень операционных расходов	тыс. руб.	54 128,19	-	-
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	1,00	1,00	1,00
3	Нормативный уровень прибыли	%	1	1	1
4	Уровень надежности теплоснабжения	-	-	-	-
5	Показатели энергосбережения и энергетической эффективности	-	-	-	-
6	Динамика изменения расходов на топливо	-	-	-	-

Параметры регулирования тарифов, определяемые на долгосрочный период регулирования при установлении тарифов с использованием метода индексации, представлены в таблице:

	2016 год	2017 год	2018 год
Индекс эффективности расходов	1	1	1
Индекс потребительских цен	106,4	106,0	105,1
Индекс количества активов	0	0	0

Объем необходимой валовой выручки на 2016 год на производство и передачу тепловой энергии организацией заявлен в размере **305 400,44** тыс. руб.

В результате анализа соответствия представленных расчетов действующим нормативам и ценам на регулируемый период и проведения корректировок расходы по основным статьям затрат составили:

1. Операционные (подконтрольные расходы) на первый год долгосрочного периода регулирования, всего – 54 128,19 тыс. руб., в том числе:

- расходы на приобретение сырья и материалов – **4 172,37** тыс.руб. Приняты расходы на приобретение химреактивов, солей, материалов на содержание, обслуживание и ремонт хозспособом, включающих в себя покупку ГСМ, запчастей, труб, задвижек и т.д., на основании расчета нормативного количества солей и реактивов, расчета нормативного количества ГСМ а также договоров, счетов фактур представленных организацией. Расходы в размере **3 232,28** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

- расходы на ремонт основных средств – **1 700,25** тыс.руб. Расходы приняты на основании дефектной ведомости и локально сметного расчета представленного организацией. Расходы в размере **13 213,51** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

- расходы на оплату труда – **43 575,00** тыс. руб. Расходы на оплату труда приняты по предложению организации, исходя из тарифной ставки, предусмотренной отраслевым тарифным соглашением по организациям жилищно-коммунального комплекса Республики Башкортостан, штатным расписанием. На 2016 год применен индекс 1,064 согласно основным параметрам прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов;

- расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями – **3 698,79** тыс.руб. Приняты расходы на услуги по режимно-наладочным испытаниям, ремонту дымовой трубы, услуги по организации подсчетов запасов подземных вод, услуги по техническому обслуживанию котельных, ремонты запорной арматуры и т.д. Расходы в размере **1 807,21** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями – **929,28** тыс.руб. Приняты расходы на услуги вневедомственной охраны, услуг связи и т.д. Расходы в размере **545,95** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

- расходы на служебные командировки. Расходы в размере **13,73** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

- расходы на обучение персонала – **52,50** тыс.руб. Расходы приняты на основании счетов фактур на оплату услуг АНО «Учебный Центр «Нефтьстрой» по обучению персонала МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети». Расходы в размере **772,24** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

- другие расходы. Расходы в размере **1 622,02** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

Операционные (подконтрольные расходы) на каждый год долгосрочного периода регулирования

Индекс изменения количества активов на 2016-2018 годы – 0,00, индекс эффективности операционных расходов – 1%. Коэффициент эластичности затрат по росту активов на 2016-2018 годы – 0,75.

Операционные (подконтрольные) расходы на 2016 год приняты на уровне **54 128,19** тыс. руб., на 2017 год – **68 270,93** тыс. руб., на 2018 год – **71 035,22** тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы

2016 г.	2017 г.	2018 г.
25 768,65	26 633,43	27 431,27

- расходы на оплату налогов, сборов и других обязательных платежей Расходы в размере **242,00** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

- отчисления на социальные нужды – на 2016 г. – **13 159,65** тыс. руб., на 2017 г. – **13 974,73** тыс. руб., на 2018 г. – **14 748,50** тыс. руб. Приняты из расчета ставки на указанные отчисления – 30% по упрощенному режиму налогообложения и страховой взнос на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний 0,20 %. Уведомление Фонда социального страхования РФ к делу приложено;

- амортизация основных средств и нематериальных активов – **12 224,00** тыс.руб. Сумма принята по предложению организации в соответствии с классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы.

3. Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя

2016 г.	2017 г.	2018 г.
158 584,40	164 117,21	170 308,58

— расходы на топливо – на 2016 год **134 745,54** тыс. руб. Объем газа принят с учетом принятого ГКТ РБ объемом выработки тепловой энергии на 2016 год – 201,05 тыс. Гкал. Удельный расход условного топлива принят в объеме 158,90 кг.у.т. согласно расчетам, представленным организацией в материалах дела и утвержден постановлением ГКТ РБ от 20.10.2015 г. № 216. Договор поставки газа с ООО «Газпром межрегионгаз Уфа» от 15.10.2014 г. № 40426 счета – фактуры к делу прилагаются. На 2016 год применен индекс 1,020 согласно основным параметрам прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов. На 2017 год – **138 120,85** тыс. руб. применен индекс 1,030. На 2018 год – **142 264,48** тыс. руб., применен индекс 1,030. Расходы в размере **9 103,46** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

— расходы на электрическую энергию – **18 864,40** тыс. руб. Количество электрической энергии принято на основании представленной организацией нормативного расчета электрической энергии на 2016 год, с учетом установленного электрического оборудования. Договор с ООО «ЭСКБ» от 05.05.2015 г. № 350605042 к делу прилагается. Затраты на электрическую энергию рассчитаны с применением действующих цен, сформированных на оптовом рынке. На 2016 год применен индекс 1,092 согласно основным параметрам прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов. На 2017 год – **20 531,00** тыс. руб. применен индекс 1,075. На 2018 год – **22 276,13** тыс. руб., применен индекс 1,075. Расходы в размере **7 079,97** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252

Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

— расходы на холодную воду – **4 974,45** тыс. руб., приняты по предложению организации согласно представленному расчету нормативного расхода воды на технологические нужды по котельной. На 2016 год применен индекс 1,050 согласно основным параметрам прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов. На 2017 год – **5 465,36** тыс. руб., применен индекс 1,060. На 2018 год – **5 767,97** тыс. руб., применен индекс 1,051.

4. Прибыль

Расходы в размере **200,00** тыс. руб., в соответствии с пунктом 33 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а также статьей 252 Налогового кодекса Российской Федерации исключены как не обоснованные и документально не подтвержденные;

Необходимая валовая выручка утвержденная ГКТ РБ

2016 г.	2017 г.	2018 г.
238 481,24	259 021,57	268 775,07

Детальный анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат в разрезе расчетного периода регулирования сведен в таблицы:

– Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов, МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети».

– Расчет тарифов на тепловую энергию, отпускаемую от источника тепловой энергии МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети».

– Базовый уровень операционных расходов МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети»

– Расчет операционных (подконтрольных) расходов на каждый год долгосрочного периода регулирования МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети».

– Реестр неподконтрольных расходов МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети».

– Реестр расходов на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети».

Решили:

Для утверждения на заседании Правления Государственного комитета РБ по тарифам предлагаются тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую муниципальным унитарным предприятием «Дюртюлинские электрические и тепловые сети» потребителям муниципального района Дюртюлинский район Республики Башкортостан, в размере:

Население (с НДС):

- с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г. – **1 590,89** руб./Гкал.;
- с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г. – **1 787,36** руб./Гкал.;
- с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г. – **1 787,36** руб./Гкал.;
- с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г. – **1 881,85** руб./Гкал.;
- с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г. – **1 881,85** руб./Гкал.;
- с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г. – **1 925,52** руб./Гкал.;

Потребители всех тарифных групп, за исключением потребителей группы «население» (без НДС):

- с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г. – **1 348,21** руб./Гкал.;
- с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г. – **1 514,71** руб./Гкал.;
- с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г. – **1 514,71** руб./Гкал.;
- с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г. – **1 594,79** руб./Гкал.;
- с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г. – **1 594,79** руб./Гкал.;
- с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г. – **1 631,80** руб./Гкал.;

Ответственный секретарь

Карашева А.Р. 15.12.2015г.

(подпись, дата)

**Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов
МУП "Дюртюлинские электрические и тепловые сети"**

№ п/п	Наименование расхода	Утверждено ГКТ РБ на 2015 год	Предложено РСО 2016 год	Утверждено ГКТ РБ на 2016 г.			Утверждено ГКТ РБ на 2017 г.			Утверждено ГКТ РБ на 2018 г.		
				в среднем за год	I полугодие	II полугодие	в среднем за год	I полугодие	II полугодие	в среднем за год	I полугодие	II полугодие
1	Операционные (подконтрольные) расходы	56 796,23	77 021,64	54 128,19	43 199,27	65 057,11	68 270,93	65 057,11	71 484,75	71 035,22	71 484,75	70 585,69
2	Неподконтрольные расходы	24 337,79	26 010,65	25 768,65	25 323,56	26 213,74	26 633,43	26 213,74	27 053,13	27 431,27	27 053,13	27 809,41
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	151 378,25	174 767,82	158 584,40	156 088,96	161 079,83	164 117,21	161 079,83	167 154,58	170 308,58	167 154,58	173 462,58
4	Прибыль		200,00									
5	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования											
	экономию от снижения потребления											
	недополученная выручка		27 600,33									
6	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов											
7	Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ											
8	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы											
9	Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы											
10	ИТОГО необходимая валовая выручка	232 512,27	305 400,44	238 481,24	224 611,79	252 350,69	259 021,57	252 350,69	265 692,46	268 775,07	265 692,46	271 857,68
11	Товарная выручка											

Ведущий специалист-эксперт отдела регулирования ЖК и СУ

В.В.Игбаев

Расчет тарифов на тепловую энергию, отпускаемую от источника тепловой энергии

МУП "Дюртюлинские электрические и тепловые сети"

№ п/п	Источник тепловой энергии	Необходимая валовая выручка, тыс. руб.	Объем отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии, тыс. Гкал	в том числе по нерегулируемому долгосрочным договорам, тыс. Гкал	Суммарная договорная (заявленная) тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии, Гкал/час	в том числе по нерегулируемому долгосрочным договорам, Гкал/час	Расходы на топливо, тыс. руб.	Одноставочный тариф, руб./Гкал
Базовый период (2015 г.)								
1	Котельная	232 512,27	180,370				126 359,72	1 289,09
1.1	вода	232 512,27	180,370				126 359,72	1 289,09
Предложено на 2016 год								
1	вода	305 400,44	166,600				143 849,00	1 833,14
Период регулирования (2016 г.)								
1	Котельная	238 481,24	166,600				134 745,54	1 431,46
1.1	вода	238 481,24	166,600				134 745,54	1 431,46
	I полугодие	224 611,79	166,600				133 411,43	1 348,21
	II полугодие	252 350,69	166,600				136 079,66	1 514,71
1.2	отборный пар от 1,2 до 2,5 кгс/см ²							
1.3	отборный пар от 2,5 до 7,0 кгс/см ²							
1.4	отборный пар от 7,0 до 13,0 кгс/см ²							
1.5	отборный пар свыше 13,0 кгс/см ²							
1.6	острый и редуцированный пар							
Период регулирования (2017 г.)								
1	Котельная	259 021,57	166,600				138 120,85	1 554,75
1.1	вода	259 021,57	166,600				138 120,85	1 554,75
	I полугодие	252 350,69	166,600				136 079,66	1 514,71
	II полугодие	265 692,46	166,600				140 162,05	1 594,79
1.2	отборный пар от 1,2 до 2,5 кгс/см ²							
1.3	отборный пар от 2,5 до 7,0 кгс/см ²							
1.4	отборный пар от 7,0 до 13,0 кгс/см ²							
1.5	отборный пар свыше 13,0 кгс/см ²							
1.6	острый и редуцированный пар							
Период регулирования (2018 г.)								
1	Котельная	268 775,07	166,600				142 264,48	1 613,30
1.1	вода	268 775,07	166,600				142 264,48	1 613,30
	I полугодие	265 692,46	166,600				140 162,05	1 594,79
	II полугодие	271 857,68	166,600				144 366,91	1 631,80
1.2	отборный пар от 1,2 до 2,5 кгс/см ²							
1.3	отборный пар от 2,5 до 7,0 кгс/см ²							
1.4	отборный пар от 7,0 до 13,0 кгс/см ²							
1.5	отборный пар свыше 13,0 кгс/см ²							
1.6	острый и редуцированный пар							
<i>Утверждено ГКТ РБ на период регулирования (2016 г.)</i>								
1	Котельная	238 481,24	166,600				134 745,54	1 431,46
1.1	вода	238 481,24	166,600				134 745,54	1 431,46
	I полугодие	224 611,79	166,600				133 411,43	1 348,21
	II полугодие	252 350,69	166,600				136 079,66	1 514,71
<i>Утверждено ГКТ РБ на период регулирования (2017 г.)</i>								
1	отборный пар от 2,5 до 7,0 кгс/см ²	259 021,57	166,600				138 120,85	1 554,75
1.1	вода	259 021,57	166,600				138 120,85	1 554,75
	I полугодие	252 350,69	166,600				136 079,66	1 514,71
	II полугодие	265 692,46	166,600				140 162,05	1 594,79
<i>Утверждено ГКТ РБ на период регулирования (2018 г.)</i>								
1	Котельная	268 775,07	166,600				142 264,48	1 613,30
1.1	вода	268 775,07	166,600				142 264,48	1 613,30
	I полугодие	265 692,46	166,600				140 162,05	1 594,79
	II полугодие	271 857,68	166,600				144 366,91	1 631,80

Ведущий специалист-эксперт отдела регулирования ЖК и СУ

В.В.Игбаев

**Реестр расходов на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя
МУП "Дюртюлинские электрические и тепловые сети"**

№ п/п	Наименование ресурса	Период регулирования (2015 г.)	Период регулирования	Период регулирования (2016 г.)			Период регулирования (2017 г.)			Период регулирования (2018 г.)		
		Утверждено ГКТ РБ в среднем за год	Предложено РСО на 2016 год	Утверждено ГКТ РБ в среднем за год	Утверждено ГКТ РБ I полугодие	Утверждено ГКТ РБ II полугодие	Утверждено ГКТ РБ в среднем за год	Утверждено ГКТ РБ I полугодие	Утверждено ГКТ РБ II полугодие	Утверждено ГКТ РБ в среднем за год	Утверждено ГКТ РБ I полугодие	Утверждено ГКТ РБ II полугодие
1	Расходы на топливо	126 359,72	143 849,00	134 745,54	133 411,43	136 079,66	138 120,85	136 079,66	140 162,05	142 264,48	140 162,05	144 366,91
2	Расходы на электрическую энергию	22 804,00	25 944,37	18 864,40	18 034,80	19 694,00	20 531,00	19 694,00	21 367,99	22 276,13	21 367,99	23 184,27
3	Расходы на тепловую энергию											
4	Расходы на холодную воду	2 214,53	4 974,45	4 974,45	4 642,73	5 306,17	5 465,36	5 306,17	5 624,54	5 767,97	5 624,54	5 911,39
5	Расходы на теплоноситель											
6	И т о г о	151 378,25	174 767,82	158 584,40	156 088,96	161 079,83	164 117,21	161 079,83	167 154,58	170 308,58	167 154,58	173 462,58

Ведущий специалист-эксперт отдела регулирования ЖК и СУ



В. В. Игбаев

**Базовый уровень операционных расходов
МУП "Дюргюлинские электрические и тепловые сети"**

№ п/п	Наименование расходов	Утверждено ГКТ РБ в среднем за 2015 год	Предложено РСО на 2016 г.	Утверждено ГКТ РБ на I полугодие 2016 г.	Утверждено ГКТ РБ на II полугодие 2016 г.	Утверждено ГКТ РБ в среднем за 2016 г.
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	6 847,97	7 404,65	975,43	7 369,31	4 172,37
1.1	Расходы на соль					
1.2	Химреактивы					
1.3	Списание ОС производственного назначения стоимостью ниже 40 тыс.руб.					
1.4	Содержание и ремонт административных зданий					
1.6	Материалы на содержание, обслуживание и ремонт хозяйственного имущества					
2	Расходы на ремонт основных средств	3 027,06	16 614,00		3 400,49	1 700,25
3	Расходы на оплату труда	43 171,20	43 575,00	42 223,84	44 926,16	43 575,00
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	3 750,00	5 506,00		7 397,59	3 698,79
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:		1 475,23		1 858,56	929,28
6	Расходы на служебные командировки		13,73			
7	Расходы на обучение персонала		824,74		105,00	52,50
8	Лизинговый платеж					
9	Арендная плата					
10	Другие расходы		1 622,02			
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	56 796,23	77 021,64	43 199,27	65 057,11	54 128,19

Ведущий специалист-эксперт отдела регулирования ЖК и СУ

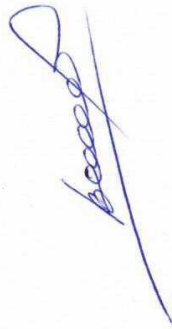
В.В.Имбаев

**Расчет операционных (подконтрольных) расходов на каждый год долгосрочного периода
регулирования**

МУП "Дюргюлинские электрические и тепловые сети"

№ п/п	Параметры расчета расходов	Единица измерени я	Утверждено ГКТ РБ на долгосрочный период регулирования		
			2016	2017	2018
1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)		1,064	1,060	1,051
2	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1,00	1,00	1,00
3	Индекс изменения количества активов (ИКА)		0,000	0,000	0,000
4	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($K_{эл}$)		0,750	0,750	0,750
5	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	54 128,19	68 270,93	71 035,22

Ведущий специалист-эксперт отдела регулирования ЖК и СУ

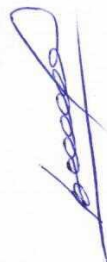


В.В.Игбаев

**Реестр неподконтрольных расходов
МУП "Дюрюлиньские электрические и тепловые сети"**

№ п/п	Наименование расходов	Утверждено ГКТ РБ (2015 г.)	Период регулирования (2016 г.)			Период регулирования (2017 г.)			Период регулирования (2018 г.)		
		Предложен о РСО	Утверждено ГКТ РБ в среднем за год	Утверждено ГКТ РБ I полугодие	Утверждено ГКТ РБ II полугодие	Утверждено ГКТ РБ в среднем за год	Утверждено ГКТ РБ I полугодие	Утверждено ГКТ РБ II полугодие	Утверждено ГКТ РБ в среднем за год	Утверждено ГКТ РБ I полугодие	Утверждено ГКТ РБ II полугодие
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	385,00	385,00	347,96	422,04	434,70	422,04	447,36	458,77	447,36	470,18
	возмещение, м³										
	тариф, руб/м³										
	I полугодие										
	% роста										
	II полугодие										
	сумма, руб										
	I полугодие										
	II полугодие										
1.2	удельный расход, м³/Ткал										
	постоянная составляющая аренды оборудования										
	арендная плата в части общехозяйственных расходов										
1.3	Концессионная плата										
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	242,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4.1	страхование ответственности при эксплуатации опасных производственных объектов										
1.4.2	иные страховые платежи										
1.4.3	налог на имущество										
1.4.4	транспортный налог	112,00									
1.4.5	прочие налоги	55,00									
1.4.6	расходы на услуги банков										
1.4.7	иные расходы	56,00									
1.5	Отчисления на социальные нужды	13 037,70	13 159,65	12 751,60	13 567,70	13 974,73	13 567,70	14 381,76	14 748,50	14 381,76	15 115,23
1.6	Расходы по сомнительным долгам										
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	11 077,09	12 224,00	12 224,00	12 224,00	12 224,00	12 224,00	12 224,00	12 224,00	12 224,00	12 224,00
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним										
Итого		24 337,79	26 010,65	25 323,56	26 213,74	26 633,43	26 213,74	27 053,13	27 431,27	27 053,13	27 809,41
2	Налог на прибыль										
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования										
Итого неподконтрольных расходов		24 337,79	26 010,65	25 323,56	26 213,74	26 633,43	26 213,74	27 053,13	27 431,27	27 053,13	27 809,41

Ведущий специалист-эксперт отдела регулирования



В.В.Имбаев

3. ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», и Методическими рекомендациями по разработке инвестиционных программ организаций коммунального комплекса, утвержденными приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 13 августа 2014 г. №459/пр. Постановлением Правительства РФ от 5 мая 2014г. №410 «О порядке согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством российской федерации об электроэнергетике», и Постановлением Правительства РФ от 16 мая 2014г. №452 «Об утверждении правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление правительства российской федерации от 15 мая 2010 г. №340» МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети» представляет инвестиционную программу на 2017-2021 г.

Цель разработки инвестиционной программы – обеспечение надежности, качества и доступности услуг отопления и горячего водоснабжения для всех категорий потребителей г. Дюртюли МР Дюртюлинский район Республики Башкортостан.

При разработке программы решались следующие задачи:

- оценить текущее состояние объектов системы теплоснабжения;
- провести анализ объемов и качества услуг теплоснабжения;
- сформировать перечень приоритетных инвестиционных проектов в развитие коммунальной инфраструктуры;
- обосновать предполагаемые инвестиции в объекты коммунальной инфраструктуры с точки зрения их экономической и социальной эффективности;
- оценить источники обеспечения финансовых потребностей на реализацию инвестиционной программы в период 2017-2021 гг.

Инвестиционная программа включает в себя три основных раздела:

1. Анализ существующего состояния и тенденций развития системы теплоснабжения г. Дюртюли.

Проводится анализ схем и объемов теплоснабжения, а также масштабность и надежность сетей теплоснабжения. На основе выявленной динамики ряда показателей, а также с учетом возможного изменения объемов потребностей в услугах теплоснабжения составляется прогноз будущего технического состояния и эффективности объектов инженерной инфраструктуры, обеспеченности ими.

2. План технических мероприятий по новому строительству и модернизации тепловых сетей.

На основе выявленных тенденций, а также резервов повышения качества, надежности и эффективности услуг теплоснабжения, предлагаются инвестиционный проект по модернизации тепловых сетей.

4. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ Г. ДЮРТЮЛИ.

Характеристика системы теплоснабжения и ГВС.

Централизованными услугами теплоснабжения и ГВС потребителей г. Дюртюли обеспечивает МУП «Дюртюлинские электрические и тепловые сети». МУП ДЭиТС в своей деятельности осуществляет следующие виды работ и услуг:

- содержание и ремонт тепловых и электрических сетей,
- выработка и реализация тепловой энергии,
- транспортировка и реализация электрической энергии,
- прочая деятельность.

За последние годы деятельности МУП ДЭ и ТС по производству и передаче тепловой энергии, наблюдается тенденция снижения общего объема производства транспортировки и потребления, но при этом возросли показатели удельного расхода электроэнергии на 1 Гкал выработанной тепловой энергии и уровень потерь при передаче тепловой энергии.

Источником теплоснабжения города Дюртюли является:

1. Центральная котельная 1967 года постройки, в которой установлены:

- водогрейные котлы КВГМ 35/150 в количестве 4 шт. (котлы №1 и №2 - 1985 г. ввода в эксплуатацию, №3 – 2004 г. и №4 – 2001 г.), ДКВР 10/13 в количестве 2 шт.(№1 – 1995 г., №2 – 2000 г.)
- паровые котлы: ДЕ 10/14 в количестве 2 шт. (№1 – 1990 г., №2 – 1989 г.)- на консервации

Котельная имеет мазутное хозяйство, имеется необходимый запас резервного топлива (печное топливо)

2. Котельная социального приюта

- водогрейные котлы RS-A150 в количестве 1 шт.(в эксплуатации с 2015 г.), RS-A100 в количестве 1 шт. (в эксплуатации с 2015 г.).

3. Котельная Дюртюлинского городского суда

- водогрейные котлы RS-A40 в количестве 2 шт.(в эксплуатации с 2015 г.).

4.Котельная филиала Октябрьского нефтяного техникума им. Кувыкина РБ, Дюртюлинского района, г. Дюртюли.

- водогрейные котлы КОВ-100 СТ «Сигнал» в количестве 2 шт.
(в эксплуатации с 2015 г.).

Весь персонал котельной обучен и аттестован по правилам безопасной эксплуатации тепловых энергоустановок, по правилам безопасности систем газораспределения и газопотребления.

Основные характеристики источников теплоснабжения эксплуатируемых МУП ДЭиТС представлены в таблице №2.4. Здания всех котельных, представленных в таблице №2.3.

находятся в хорошем техническом состоянии, но требуется проведения ремонтных работ по восстановлению покрытий на крышах.

Основные характеристики котлов и вспомогательного оборудования котельных находящегося эксплуатации МУП ДЭиТС представлены в таблице №2.3 и №2.6.

Согласно данным, представленным в таблице №2.3., в настоящее время выработали нормативный срок:

- в центральной котельной водогрейные котлы КВГМ35/150 №1/60887 и №2/60888, паровые котлы ДЕ10/14 №1/61230 и №2/61163,

Согласно данным, представленным в таблице №2.6., в настоящее время выработали нормативный срок: сетевые насосы, вентиляторы, дымососы и фильтры.

Данное оборудование проходит техническое обслуживание и ремонт согласно графика ППР.

Характеристика тепловых нагрузок источников теплоснабжения эксплуатируемых МУП ДЭиТС представлена в таблице №2.5.

Форма № 5-ИП ТС

Таблица № 2.1. Финансовый план

МУП Дюрюлюинские электрические и тепловые сети
в сфере теплоснабжения на 2017 - 2021 годы

№ п/п	Источники финансирования	Расходы на реализацию инвестиционной программы (тыс. руб. без НДС)							
		по видам деятельности		Всего	По годам реализации инвестпрограммы				
		производство и передача тепловой энергии	технологич еское присоедине ние потребител ей		2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Собственные средства	106 775	0	106 775	20 235	20 795	21 355	21 915	22 475
1.1.	Амортизационные отчисления	36775	0	36775	6235	6795	7355	7915	8475

1.2.	Прибыль направленная на инвестиции								
1.2.1.	в т.ч. инвестиционная составляющая в тарифе	70 000	0	70 000	14 000	14 000	14000	14000	14000
1.4.	Средства, полученные за счет платы за подключение								
1.5.	Прочие собственные средства, в т.ч. средства от эмиссии ценных бумаг								
2.	Привлеченные средства		0						
2.1.	Кредиты								
2.2.	Займы организаций								
2.3.	Прочие привлеченные средства								
3.	Бюджетное финансирование		0						
4.	Прочие источники финансирования, в т.ч. лизинг		0						
	ИТОГО по программе	106 775	0	106 775	20 235	20 795	21 355	21 915	22 470

Руководитель организации

Мустафин И.Ф.

М.П.

Таблица №2.3. Основные характеристики источников теплоснабжения эксплуатируемых МУП ДЭиТС

Местонахождение теплоисточника	Основное оборудование		Материал, тип обор. вид топлива	Дата Ввода в экспл.	Дата модерн. (капрем., замена)	Дата последнего техн.освид.	Дата след. тех.освид	Износ, %.
<u>Центр.</u> <u>кот-я</u> Промзона	Здание котельной		кирпич	1967-84	-	2014	2019	40
	Дымовая труба	Н-30м	кирпич	1967	2008	2013	2018	20
		Н-58м	кирпич	1972	2014	2012	2017	20
	Прибор учета тепловой энергии		теплосч. «Взлет»	2002	-	-	-	-
	Основ.ввод элктроснаб	Источник	Ф17-09 13-26	1984	-	-	-	-
		Прибор учета	Меркурий	2011	-	-	-	-
	Резерв.ввод электроcнаб	Источник	Ф17-19	1984	-	-	-	-
		Прибор учета	Меркурий	2011	-	-	-	-
	Ввод газоснабжен	Источник	Прир.газ		-	-	-	-
		Прибор учета	счетчик ИМ2300	2001	-	2012	2015	10
	Резервное топл. хозяйство		Печное топливо		-	-	-	-

Местонахождение теплоисточника	Основное оборудование		Материал, тип обор. вид топлива	Дата Ввода в экспл.	Дата модерн. (капрем., замена)	Дата последнего техн.освид.	Дата след. тех.освид	Износ, %.
	Система водоподготовки		На-катион деаэрация	1975	-	-	-	30
Котельная социального приюта, ул. Леваневского, 27	Здание котельной		блочные	2015	-	-	2020	0
	Дымовая труба		стальная	2015	-	-	2020	0
	Прибор учета тепловой энергии		-	-	-	-	-	-
	Основ.ввод электроснаб	Источник	КТПН	1988	-	-	-	-
		Прибор учета	Меркурий	2018	-	-	-	-
	Резерв.ввод электроснаб	Источник	Диз.генер.	2015	-	-	-	-
		Прибор учета	-	-	-	-	-	-
	Ввод газоснабжен	Источник	Прир.газ	-	-	-	-	-
		Прибор учета	ВК-G-25 ТС-220	2015	-	-	2018	-
Котельная филиала Октябрьского нефтяного техникума им.Кувыкина	Здание котельной		блочные	2015	-	-	2020	0
	Дымовая труба		стальная	2015	-	-	2020	0
	Прибор учета тепловой энергии		-	-	-	-	-	-

Дюртилинского городского
суда

Местонахождение теплоисточника	Основное оборудование		Материал, тип обор. вид топлива	Дата Ввода в экспл.	Дата модерн. (капрем., замена)	Дата последнего техн.освид.	Дата след. тех.освид	Износ, %.
ул. Седова, 4/3	Основ.ввод элктроснаб	Источник	КТПН	1988	-	-	-	-
		Прибор учета	Меркурий	2018	-	-	-	-
	Резерв.ввод электроснаб	Источник	Диз.генера.	2015	-	-	-	-
		Прибор учета	-	-	-	-	-	-
	Ввод газоснабжен	Источник	Прир.газ	-	-	-	-	-
		Прибор учета	ВК-G-16 ТС-220 СГ-ТК-Д-25	2015	-	-	2018	-
Котельная ул. Седова, 22	Здание котельной		блочные	2015	-	-	2020	0
	Дымовая труба		стальная	2015	-	-	2020	0
	Прибор учета тепловой энергии		-	-	-	-	-	-
	Основ.ввод элктроснаб	Источник	КТПН	1988	-	-	-	-
		Прибор учета	Меркурий	2018	-	-	-	-
	Резерв.ввод электроснаб	Источник	Диз.генера.	2015	-	-	-	-
		Прибор учета	-	-	-	-	-	-
	Ввод газоснабжен	Источник	Прир.газ	-	-	-	-	-

Местонахождение теплоисточника	Основное оборудование		Материал, тип обор. вид топлива	Дата Ввода в экспл.	Дата модерн. (капрем., замена)	Дата последнего техн.освид.	Дата след. тех.освид	Износ, %.
		Прибор учета	ВК-G-16 ТС-220 СГ-ТК-Д-25	2015	-	-	2018	-

Таблица №2.4. Основные характеристики котельного оборудования эксплуатируемых МУП ДЭиТС

Мест-е тепл-в	Тип котлов/ рег.№	Дата вып-а	Дата ввода в эксп-ю	Дата модерн. (капрем)	Нормат. срок службы, лет	Фактич. износ, %	Фактич. КПД котла %	Вид осн-го топлива	Устан-я мощ-ть (вода- Гкал/ч, пар-т/ч)	Присоед нагрузка (вода- Гкал/ч, пар-т/ч)	Уд.расход топлива, кг усл.топ/ Гкал	Число час. работы 2014г., час
Центр. кот-я	<u>Водогр.</u>								Гкал/час	Гкал/час		
	<u>КОТЛЫ</u>											
	КВГМ											
	35/150							ГАЗ	35			
	№1/60887	1985	1985	2010	16	10	92,42			30,2	158,2	2280
	№2/60888	1985	1985	1999	20	60	93,08			30,2	155,9	936
	№3/62027	2001	2004		16	30	93,23			30,2	154,9	4368
	№4/61083	2000	2001		20	50	92,67			30,8	155,0	936
	<u>ДКВР</u>								Гкал/час	Гкал/час		
	10/13											
	№1/-	1993	1995	2005	20	80	93,48	ГАЗ	10	7,95	153,7	1512
	№2/-	2000	2000	2011	20	-	93,08			8,2	157,4	1728

Мест-е тепл-в	Тип котлов/ рег.№	Дата вып-а	Дата ввода в эксп-ю	Дата модерн. (капрем)	Нормат. срок службы, лет	Фактич. износ, %	Фактич. КПД котла %	Вид осн-го топлива	Устан-я мощ-ть (вода- Гкал/ч, пар-т/ч)	Присоед нагрузка (вода- Гкал/ч, пар-т/ч)	Уд.расход топлива, кг усл.топ/ Гкал	Число час. работы 2014г., час
	<u>Паровые</u> <u>котлы</u> ДЕ10/14								Т/час	Т/час		
	№1/61230	1986	1990	-	20	80	92,68	ГАЗ	10	10,0	158,7	-
	№2/61163	1986	1989	-	16	82	92,49		10	10,0	159,4	-
Соц. приют	<u>Водогр.</u> <u>котлы</u> RS-150	2015	2015	-	20	-	93.36	ГАЗ	Т/час 0,129	Т/час 0,128	179,2	-
Нефтен. коллед.	RS-100 <u>Водогр.</u> <u>котел</u>	2015	2015	-	15	-	93.3		0,086	0,086	175,5	1728
	КОВ-100	2014	2015	-	15	-	90,3	ГАЗ	Т/час 0,086	Т/час 0,084	179,5	144
Городской суд	КОВ-100 <u>Водогр.</u> <u>котлы</u>	2014	2015	-	15	-	90,2		0,086	0,084	179,8	-
								ГАЗ	Т/час	Т/час		

Мест-е тепл-в	Тип котлов/ рег.№	Дата вып-а	Дата ввода в эксп-ю	Дата модерн. (капрем)	Нормат. срок службы, лет	Фактич. износ, %	Фактич. КПД котла %	Вид осн-го топлива	Устан-я мощ-ть (вода- Гкал/ч, пар-т/ч)	Присоед нагрузка (вода- Гкал/ч, пар-т/ч)	Уд.расход топлива, кг усл.топ/ Гкал	Число час. работы 2014г., час
	RS-40	2015	2015	-	15	-	92.3		0,034	0,034	179,5	144
	RS-40	2015	2015	-	15	-	92.1		0,034	0,034	179,5	-

Таблица №2.5. Характеристики тепловых нагрузок источников теплоснабжения эксплуатируемых МУП ДЭиТС

Местона-е теплоист.	Проектная мощност ь	Располагаемая мощность			Договорная тепловая нагрузка по годам							
		Расход сетевой Воды G.т/ч	Тепл.нагр Q,Гкал/ч	Расхо д с е т е в о й Воды G.т/ч	2015 факт		2014 факт		2013 факт		2012 факт	
					Тепл.нагр Q,Гкал/ч	Расход сетевой Воды G.т/ч	Тепл.нагр Q,Гкал/ч	Расход сетевой Воды G.т/ч	Тепл.нагр Q,Гкал/ч	Расход сетев ой Воды G.т/ч	Тепл.нагр Q,Гкал/ч	Расход сетевой Воды G.т/ч
Центр.котельна я промзона	146	1500	99,54	13	31,5	1400	23,1	1400	22,5	1400	22,1	1400
Котельная социального приюта, ул. Леваневс кого, 27	0,215	-	0,215	3	-	-	-	-	-	-	-	-

Октябрьского	Котельная филиала	0,172	-	0,1684,2	-	-	-	-	-	-	-	-
ул. Седова, 4/3	нефтяного техникума им.Кувыкина											
Дюртюлинского	Котельная	0,068	-	0,0681,4	-	-	-	-	-	-	-	-
ул. Седова, 22	городского суда											

Таблица №2.6. Характеристика вспомогательного оборудования котельных эксплуатируемых МУП ДЭиТС

Место теплоист.	Наименование оборудования	Тип оборудования	Дата выпуска	Дата ввода в эксплуата.	Дата модерн. (капремонт)	Нормативн срок службы	Фактич. износ %
<u>Цетр.котельная</u> промзона	Насос	ЦНСГ 38/176	2004г	2004г		7	30
	Насос	ЦНСГ 13/175	2005г	2007г		7	40
	Насос	K160/30 K150-125-315	2004г 2001	2004г 2002	2008	6 6	70

Место теплоист.	Наименование оборудования	Тип обору дования	Дата выпуска	Дата ввода в эксплуат.	Дата модерн. (капремонт)	Нормативн срок службы	Фактич. износ %
	Насос	ЦНС 400/105	1988г	1988г	2009	11	60
	Насос Д160-112 NM32/16BE	Д 200-36	1988г	1988г	2009	9	60
			2010	2011	-	9	5
			2006	2006г	-	6	20
	Насос	1Д 500/63Б	2007г	2007	2010	9	30
	Насос	6 к 8 Д200-36	1986г	1986г	2007	6	80
			1988	1988	2008	9	50
	Вентилят.	ВД-12	1973г	1973г		9	70
	Вентилят.	ВД –11,2у	1988г	1988г		9	70
	Дымосос	Д –13,5	1973г	1973г		10	80
	Дымосос	ДН-21	1988г	1988г	2010	10	10
	Дымосос	ДН – 12,5	1986г	1986г		9	80
	Дымосос	ДН – 12,5	1983г	1983г		9	80
	Дымосос	ДН – 12,5	1982г	1982г		9	80
	Дымосос	ДН – 12,5	1987г	1987г		9	80
	Вентилят.	ВДН –10	1986г	1986г		11	80
	Вентилят.	ВДН – 10	1978г	1978г		11	80

Место теплоист.	Наименование оборудования	Тип оборудования	Дата выпуска	Дата ввода в эксплуат.	Дата модерн. (капремонт)	Нормативн срок службы	Фактич. износ %
	Вентилят.	ВДН - 10	1986г	1986г			80
	Фильтр	НКФ Ду-1500	1989г.	1989г.	2008		20
	Фильтр	Ду-1500	1989г.	1989г.	2009		20
	Фильтр	Ду-3000	1972г.	1972г.	2008		80
	Фильтр	Ду-3000	1976г.	1976г.	2006		80
	Фильтр	Ду-3000	1976г.	1976г.	2005		80
	Фильтр	Ду-3000	1999г.	1999г.	2008		60
	Деаэратор	(УДАВ50-ТМ.ТС)	2012г.	2012г.			10
	Резервуары воды	PBC-700	1997	1998			60
Котельная социального приюта, ул. Леваневского, 27	Насос	DAB CP40/1900T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB CP40/1900T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB CP30/16T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB CP30/16T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB CP30/16T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB CP30/16T	2015	2015	-		0
	Теплообменник	ЭТ-004С-16-11	2015	2015	-		0

Место теплоист.	Наименование оборудования	Тип обо- рудо- вания	Дата выпуска	Дата ввода в эксплуат.	Дата модерн. (капремонт)	Нормативн срок службы	Фактич. износ %
Котельная филиала Октябрьского нефтяного техникума им.Кувыкина ул. Седова, 4/3	Насос	DAB ALP200T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB ALP200T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB ALP800T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB CP30/16T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB CP30/16T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB CP30/16T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB CP30/16T	2015	2015	-		0
	Теплообменник	ЭТ-004С-16-11	2015	2015	-		0
Котельная Дюртиюлинского городского суда ул. Седова, 22	Насос	DAB TF 110 F110	2015	2015	-		0
	Насос	DAB TF 110 F110	2015	2015	-		0
	Насос	DAB TF 110 F50	2015	2015	-		0
	Насос	DAB KP60/6T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB KP60/6T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB KP30/16T	2015	2015	-		0
	Насос	DAB KP30/16T	2015	2015	-		0
	Теплообменник	ЭТ-004С-16-11	2015	2015	-		0

Система теплоснабжения города выполняется как с закрытой(19975 чел.), так и с открытой(1300 чел.) системой теплоснабжения. Открытая система теплоснабжения – юго-восточная часть города и деревня Новобиктово. Закрытая система теплоснабжения – микрорайоны 1,2,3,4, где расположены 4 ЦТП. Для юго-восточной части города установлены подпитывающие насосные станции (температурный график 95-70⁰С).

Основной проблемой централизованного теплоснабжения города Дюртюли является открытая система горячего водоснабжения, которая в соответствии с требованием законодательства (ч. 9 ст. 29 закона «О теплоснабжении») должна быть ликвидирована к 1.01.2022 , высокая степень износа котельного оборудования, низкий коэффициент загрузки тепловых мощностей, что приводит к росту эксплуатационных затрат, росту удельного расхода электроэнергии на 1 Гкал тепловой энергии, на подготовку и подогрев подпиточной воды и, как следствие, высокую стоимость услуг для потребителей.

Для обеспечения качественных услуг по теплоснабжению и ГВС потребителей г. Дюртюли, повышения эффективности работы источников теплоснабжения и снижения роста тарифов и стоимости услуг для населения необходимо при разработке инвестиционной программы предусмотреть внедрение следующих мероприятий, вошедшие в проект актуализацию схем теплоснабжения г. Дюртюли.

1.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2017 г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 830 м.

От с. Иванаево, пересечение ул. Карл Маркса и ул. Комсомольская до с. Иванаево, ул. Комсомольская, мечеть.

2.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2018 г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 750 м.

От с. Иванаево, ул. Комсомольская,мечеть до с. Иванаево, ул. Комсомольская , кафе Тан.

3.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2019г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 700 м.

От с. Иванаево,ул. Комсомольская, кафе Тан до г.Дюртюли, ул. Ленина, р-я поликлиника, гл. корпус.

4.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2020г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 650 м.

От г.Дюртюли, ул. Ленина, р-я поликлиника, гл. корпус до г.Дюртюли, ул. Ленина, ЦТП 1.

5.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2021г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 426 мм., протяженностью 396 м; диаметром 219мм, протяженностью 292 м; диаметром 159 мм, протяженностью 276 м; диаметром 108мм, протяженностью 134 м.

От г.Дюргюли, ул. Ленина, ЦТП 1 до г.Дюргюли, ул. Ленина, НГДУ, ад. здание.

От г.Дюргюли, ул Садовая 9 до г. Дюргюли, ул Садовая 1.

5.Характеристика состояния магистральных и распределительных сетей теплоснабжения и ГВС

Для теплоснабжения потребителей г. Дюргюли используется следующий сетевой температурный график 95/70°C. Системы теплоснабжения для центральной части города независимая, а для юго-западной части города зависимая, горячее водоснабжение – открытое.

Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 56778 метров.

Протяженность сетей ГВС в двухтрубном исчислении составляет 11376 метров.

Трубопроводы теплоснабжения и ГВС в основном проложены подземно, но имеются участки и надземной прокладки (Ø57=250м., Ø76=586м., Ø89=135м., Ø108=144м., Ø133=706,5м., Ø159=1543м., Ø219=1968м., Ø426=491м., Ø530=5571м.). Данные о распределении магистральных и квартальных тепловых сетей по диаметрам и материалам труб, представлены в таблице №2.7.

На предприятии действует система планово предупредительного ремонта, что позволяет поддерживать систему теплоснабжения и ГВС в хорошем техническом состоянии. Однако до 50% трубопроводов введены в эксплуатацию в 80-е годы и на настоящий момент выработали свой нормативный срок. Состояние изоляции трубопроводов как наружной, так и канальной прокладки хорошее, ремонт и восстановление проводится своевременно.

Таблица 2.7. Распределение магистральных и квартальных тепловых сетей по диаметрам и материалам труб.

Диаметр	Магистральные тепловые сети	Квартальные тепловые сети	Протяженность
---------	-----------------------------	---------------------------	---------------

труб, м	Материал (чугун, сталь, и т.д.)	Протяженность сетей в двухтрубном измерении, км.	Материал (чугун, сталь, и т.д.)	Протяженность сетей в двухтрубном измерении, км.	по диаметрам труб, км.
57			сталь	2,456	2,456
63			сталь	0,166	0,166
76			сталь	2,487	2,487
89			сталь	4,048	4,048
108			сталь	2,305	2,578
114			сталь	11,709	11,709
133			сталь	0,416	0,416
159			сталь	9,650	9,650
219	сталь	5,945			5,945
273	сталь	2,604			2,604
325	сталь	4,387			4,387
426	сталь	4,715			4,715
530	сталь	5,89			5,89
Всего:	х	23,541	х	33,237	56,778

Как видно из представленной таблицы, тепловые сети, эксплуатируемые предприятием, выполнены из стали, основная доля сетей составляют трубы диаметром 114 мм и диаметром свыше 159 мм.

Несмотря на то, что в магистральных сетях случаев аварий и утечек не наблюдалось, для снижения вероятности возникновения неблагоприятных событий требуется замена изношенных участков магистральной сети, в соответствии с графиком ППР и мероприятиям инвестиционной программы. Для повышения надежности и обеспечения бесперебойной работы систем теплоснабжения, необходимо производить реконструкцию ежегодно:

6.1.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2017 г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией , на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 830 м.

От с. Иванаево, пересечение ул. Карл Маркса и ул. Комсомольская до с. Иванаево, ул. Комсомольская, мечеть. Расчет трубопровода с минераловатной изоляцией:

Все расчеты произведены согласно СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Тепловые потери через изолированную поверхность подающих и обратных трубопроводов тепловых сетей любой прокладки определяют согласно В.3. –СП 61.13330.2012.

Подземная прокладка в непроходных каналах

Тепловые потери через изолированную минеральной ватой поверхность двухтрубных тепловых сетей, прокладываемых в непроходном канале шириной b и высотой h , м, на глубине H , м, от поверхности земли до оси канала определяются по формуле:

Ширина канала $b = 1,8$ м

Высота канала $h = 1,05$ м

H – глубина до оси канала 1,5 м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

$t_{\text{кан}}$ - температура воздуха в канале

$t_{\text{нар}}$ – температура наруж. воздуха

K – коэффициент (табл.В1).

Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}},$$
$$R_{\text{из1}}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{из1}}}{d_1} \quad R_{\text{из2}}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{d_2 + 2\delta_{\text{из2}}}{d_2}$$
$$R_{\text{н1}}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{\text{из1}})} \quad R_{\text{н2}}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_2 + 2\delta_{\text{из2}})}$$
$$R_{\text{кан}} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

трубопроводов, Вт/м;

d_1, d_2 - наружные диаметры подающего и обратного трубопроводов, м;

$t_{в1}, t_{в2}$ - температуры подающего и обратного трубопроводов, °С;

K - коэффициент дополнительных потерь (таблица В.1);

$R_{из1}^L, R_{из2}^L$ - термические сопротивления изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{н1}^L, R_{н2}^L$ - термические сопротивления теплоотдаче от поверхности изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{кан}$ - термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт;

h, b - высота и ширина канала, соответственно, м;

α_k - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м²·°С); 2 м

$\lambda_{из}$ - теплопроводность изоляции в конструкции, Вт/(м·°С); $\delta_{из1}, \delta_{из2}$ - толщины изоляции подающего и обратного трубопроводов, м;

$R_{гр}^K$ - термическое сопротивление грунта, Вт/(м·°С), определяется по формуле:

$$R_{гр}^K = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right) \lambda_{гр}}$$

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м·°С), таблица В.6.

1) Определяем $R_{кан}$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi \alpha_k \frac{2bh}{b+h}}$$

- термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт

где α_k - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м²·°С);

$$R_{гр}^K$$

2) Определяем - термическое сопротивление грунта Вт/(м·°С)

$$R_{гр}^K = \frac{h \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left[5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right] \lambda_{г.р.}}$$

$\lambda_{г.р.}$ - теплопроводность грунта Вт/(м·°С)(табл.) (в6.) -0,98

$$R_{H1}^L$$

3) Определим термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности изоляции подающего трубопровода (м·°С)/Вт.

$$R_{H1}^L = \frac{1}{2\pi\alpha K(d_1 + 2\delta_{изол.})};$$

d_1 – диаметр трубы (м)

α_k
= 11 Вт/(м°С)

$\delta_{\text{изол.}}$ –
толщина изоляции (м)-0,05

$$R_{н1}^L = R_{н2}^L$$

4) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,049 + 0,0002 * t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,049 + 0,0002 * 59 = 0,061 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,049 + 0,0002 * 45 = 0,058 \text{ Вт/(м°С)}$$

5) Определим температуру воздуха в канале °С

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{в1}}{R_{\text{из1}}^L + R_{н1}^L} + \frac{t_{в2}}{R_{\text{из2}}^L + R_{н2}^L} + \frac{t_{н}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{н1}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{н2}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}$$

6) Определим тепловые потери Вт/м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^{\text{к}}}$$

7) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

8) Объем потери теплоносителя ,м³

$$V_{\text{т}} = 0.0025 \cdot 220.5 \cdot 830 = 457.5$$

a – нормативное значение утечки теплоносителя из тепловой сети согласно СП 124.13330.2012

0,25% от объема воды в тепловой сети.

Ду 500 мм L = 830 метров t = 130-70*С.

p – плотность воды – 0,985

t х/в - температура холодной воды

$$Q_{\text{г}} = 0,035 \times 24 \times 214 = 182,1 \text{ Гкал/год.}$$

Подземная бесканальная прокладка

Тепловые потери через трубопроводы бесканальной двухтрубной прокладки в ППУ изоляции, расположенных в грунте на одинаковом расстоянии от поверхности до оси труб Н, м, определяются по формулам

$$q_1^L = \frac{(t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{гр2}}^{\text{к}}) - (t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{гр1}}^{\text{к}})(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{гр2}}^{\text{к}}) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{гр1}}^{\text{к}}) - (t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{гр2}}^{\text{к}})(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{гр1}}^{\text{к}}) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$R_{гр}^к$ где - термическое сопротивление грунта при бесканальной прокладке, $м^{\circ}C/Вт$, определяется по формуле

$$R_{гр}^к = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right],$$

где d - наружный диаметр изолированного трубопровода, м; подающего - d_1 , обратного - d_2 ;
 $\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, $Вт/(м^{\circ}C)$;

H - глубина заложения (расстояние от оси труб до поверхности земли), м;

R_0 - термическое сопротивление, обусловленное тепловым взаимодействием двух труб, $м^{\circ}C/Вт$, определяется из выражения

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}}\right)^2}}{2\pi\lambda_{гр}},$$

где $K_{1,2}$ - расстояния между осями труб по горизонтали, м.

H – расстояние от оси трубы до поверхности земли, м.

Остальные значения величин в, что и в формуле для канальной прокладки.

1) Определим термическое сопротивление грунта $м^{\circ}C/Вт$

$$R_{гр}^к = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right],$$

2) Определяем термическое сопротивление $м^{\circ}C/Вт$

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}}\right)^2}}{2\pi\lambda_{гр}},$$

$R_{из1}^l$

3) Определим – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода ($м^{\circ}C/Вт$).

$$R_{из1}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{из.}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{изол.}}{d_1}$$

$\lambda_{изол.}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{изол.} = 0,032 + 0,00015 * t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,032 + 0,00015 * 59 = 0,041 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,032 + 0,00015 * 45 = 0,039 \text{ Вт/(м°С)}$$

4) Определяем тепловые потери Вт/м

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_{н})(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_{н})R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_{н})(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_{н})R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L,$$

$$*24*214=0,468 \text{ Гкал/час}$$

5) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

Сравниваем потери с изоляцией минеральной ваты и пенополиуретановой изоляции.

Годовая выгода в Гкал

1 Гкал = 1787,36 рублей

Годовая экономия в рублях

250,7*1787,36= 448091,1руб/год

6.2.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2018 г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 750 м.

От с. Иванаево, ул. Комсомольская,мечеть до с. Иванаево, ул. Комсомольская , кафе Тан.

Расчет трубопровода с минераловатной изоляцией :

Все расчеты произведены согласно СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования трубопроводов», СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Тепловые потери через изолированную поверхность подающих и обратных трубопроводов тепловых сетей любой прокладки определяют согласно В.3. –СП 61.13330.2012.

Подземная прокладка в непроходных каналах

Тепловые потери через изолированную минеральной ватой поверхность двухтрубных тепловых сетей, прокладываемых в непроходном канале шириной b и высотой h , м, на глубине H , м, от поверхности земли до оси канала определяются по формуле:

Ширина канала $b - 1,8$ м

Высота канала $h - 1,05$ м

H – глубина до оси канала 1,5 м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

$t_{\text{кан}}$ - температура воздуха в канале

$t_{\text{нар}}$ – температура наруж. воздуха

K – коэффициент (табл.В1).

Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}$$

,

$$R_{из1}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_1 + 2\delta_{из1}}{d_1} R_{из2}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_2 + 2\delta_{из2}}{d_2}$$

$$R_{н1}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{из1})} R_{н2}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_2 + 2\delta_{из2})}$$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

трубопроводов, Вт/м;

d_1, d_2 - наружные диаметры подающего и обратного трубопроводов, м;

$t_{в1}, t_{в2}$ - температуры подающего и обратного трубопроводов, °С;

K - коэффициент дополнительных потерь (таблица В.1);

$R_{из1}^L, R_{из2}^L$ - термические сопротивления изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{н1}^L, R_{н2}^L$ - термические сопротивления теплоотдаче от поверхности изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{кан}$ - термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт;

h, b - высота и ширина канала, соответственно, м;

α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м²·°С); 2 м

$\lambda_{из}$ - теплопроводность изоляции в конструкции, Вт/(м·°С); $\delta_{из1}, \delta_{из2}$ - толщины изоляции подающего и обратного трубопроводов, м;

$R_{гр}^K$ - термическое сопротивление грунта, Вт/(м·°С), определяется по формуле:

$$R_{гр}^K = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right) \lambda_{гр}}$$

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м·°С), таблица В.6.

1) Определяем $R_{кан}$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}},$$

- термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт

где α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м²·°С);

$R_{гр}^K$

2) Определяем - термическое сопротивление грунта Вт/(м·°С)

$$R_{\text{тр}}^{\kappa} = \frac{h[3,5 \frac{H}{h} (\frac{h}{b})^{0.25}]}{[5.7 + 0.5 \frac{b}{h}] \lambda_{\text{г.р.}}}$$

$\lambda_{\text{г.р.}}$ - теплопроводность грунта Вт/(м°С)(табл.)(в6.) -0,98

$$R_{H1}^l$$

3) Определим R_{H1}^l термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{H1}^l = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{\text{изол.}})};$$

d_1 – диаметр трубы (м)

$$\alpha_K = 11 \text{ Вт/(м°С)}$$

$\delta_{\text{изол.}}$ – толщина изоляции (м)-0,05

$$R_{H1}^L = R_{H2}^L$$

$$R_{\text{из1}}^l$$

4) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,049 + 0,0002 * t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,049 + 0,0002 * 59 = 0.061 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,049 + 0,0002 * 45 = 0.058 \text{ Вт/(м°С)}$$

5) Определим температуру воздуха в канале °C

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}$$

6) Определим тепловые потери Вт/м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

9) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

10) 10) Объем потери теплоносителя ,м³

$$V_{\text{т}} = 0.0025 \cdot 220.5 \cdot 750 = 413.4$$

а – нормативное значение утечки теплоносителя из тепловой сети согласно СП 124.13330.2012
0,25% от объема воды в тепловой сети.

Ду 500 мм L = 750 метров t = 78-50*С.

ρ – плотность воды – 0,985

t х/в - температура холодной воды

$$Q_{\text{г}} = 0,032 \times 24 \times 214 = 164,4 \text{ Гкал/год.}$$

Подземная бесканальная прокладка

Тепловые потери через трубопроводы бесканальной двухтрубной прокладки в ППУ изоляции, расположенных в грунте на одинаковом расстоянии от поверхности до оси труб Н, м, определяются по формулам

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_n)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_n)R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_n)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_n)R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$R_{гр}^K$ где - термическое сопротивление грунта при бесканальной прокладке, м°С/Вт, определяется по формуле

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

где d - наружный диаметр изолированного трубопровода, м; подающего - d1, обратного - d2;
 $\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м °С);

H - глубина заложения (расстояние от оси труб до поверхности земли), м;

R_0 - термическое сопротивление, обусловленное тепловым взаимодействием двух труб, м °С/Вт, определяется из выражения

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}}\right)^2}}{2\pi\lambda_{гр}} ,$$

где $K_{1,2}$ - расстояния между осями труб по горизонтали, м.

H – расстояние от оси трубы до поверхности земли, м.

Остальные значения величин аналогичны величинам, приведенным в формуле для канальной прокладки.

1) Определим термическое сопротивление грунта м*°С/Вт

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

2) Определяем термическое сопротивление $\text{м}^2\text{°C/Вт}$

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}} \right)^2}}{2\pi\lambda_{\text{тр}}},$$

3) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода ($\text{м}^2\text{°C/Вт}$).

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции $\text{Вт/(м}^2\text{°C)}$ (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,032 + 0,00015 \cdot t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °C

$$= 0,032 + 0,00015 \cdot 59 = 0,041 \text{ Вт/(м}^2\text{°C)}$$

$$= 0,032 + 0,00015 \cdot 45 = 0,039 \text{ Вт/(м}^2\text{°C)}$$

4) Определяем тепловые потери Вт/м

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_{н})(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_{н})R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_{н})(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_{н})R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

*24*214=0,468 Гкал/час

6) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

Сравниваем потери с изоляцией минеральной ваты и пенополиуретановой изоляции.

Годовая экономия в Гкал

1 Гкал = 1787,36 рублей

Годовая экономия в рублях

226,5*1787,36= 404837,1 руб/год

6.3.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2019 г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 700 м.

От с. Иванаево, ул. Комсомольская, кафе Тан до г.Дюртюли, ул. Ленина, р-я поликлиника, гл. корпус.

Расчет трубопровода с минераловатной изоляцией:

Все расчеты произведены согласно СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования трубопроводов», СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Тепловые потери через изолированную поверхность подающих и обратных трубопроводов тепловых сетей любой прокладки определяют согласно В.3. –СП 61.13330.2012.

Подземная прокладка в непроходных каналах

Тепловые потери через изолированную поверхность двухтрубных тепловых сетей, прокладываемых в непроходном канале шириной b и высотой h , м, на глубине H , м, от поверхности земли до оси канала определяются по формуле:

Ширина канала $b = 1,8$ м

Высота канала $h = 1,05$ м

H – глубина до оси канала 1,5 м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

$t_{\text{кан}}$ - температура воздуха в канале

$t_{\text{нар}}$ – температура наруж. воздуха

K – коэффициент (табл.В1).

Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}},$$

$$R_{\text{из1}}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{из1}}}{d_1} \quad R_{\text{из2}}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{d_2 + 2\delta_{\text{из2}}}{d_2}$$

$$R_{\text{н1}}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{\text{из1}})} \quad R_{\text{н2}}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_2 + 2\delta_{\text{из2}})}$$

$$R_{\text{кан}} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

трубопроводов, Вт/м;

d_1, d_2 - наружные диаметры подающего и обратного трубопроводов, м;

$t_{\text{в1}}, t_{\text{в2}}$ - температуры подающего и обратного трубопроводов, °С;

K - коэффициент дополнительных потерь (таблица В.1);

$R_{\text{из1}}^L, R_{\text{из2}}^L$ - термические сопротивления изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{\text{н1}}^L, R_{\text{н2}}^L$ - термические сопротивления теплоотдаче от поверхности изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{\text{кан}}$ - термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт;

h, b - высота и ширина канала, соответственно, м;

α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м·°С); 2 м

$\lambda_{\text{из}}$ - теплопроводность изоляции в конструкции, Вт/(м·°С); $\delta_{\text{из1}}, \delta_{\text{из2}}$ - толщины изоляции подающего и обратного трубопроводов, м;

$R_{\text{гр}}^K$ - термическое сопротивление грунта, Вт/(м·°С), определяется по формуле:

$$R_{гр}^к = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right) \lambda_{гр}}$$

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м·°C), таблица В.6.

1) Определяем $R_{кан}$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi a_k \frac{b+h}{b+h}}$$

- термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м ·°C/Вт

где a_k - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м⁰С);

2) Определяем $R_{тр}^к$ - термическое сопротивление грунта Вт/(м°С)

$$R_{тр}^к = \frac{h \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left[5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right] \lambda_{г.р.}}$$

$\lambda_{г.р.}$ - теплопроводность грунта Вт/(м°С)(табл.)(в6.) -0,98

3) Определим $R_{Н1}^l$ термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{Н1}^l = \frac{1}{2\pi\alpha_k(d_1+2\delta_{изол.})};$$

d_1 – диаметр трубы (м)

α_k
= 11 Вт/(м°С)

$\delta_{изол.}$ –
толщина изоляции (м)-0,05

$$R_{н1}^L = R_{н2}^L$$

4) Определим $R_{из1}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{из1}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{из.}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{изол.}}{d_1}$$

$\lambda_{изол.}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{изол.} = 0,049 + 0,0002 \cdot t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,049 + 0,0002 \cdot 59 = 0.061 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,049 + 0,0002 \cdot 45 = 0.058 \text{ Вт/(м°С)}$$

5) Определим температуру воздуха в канале °С

$$t_{кан} = \frac{\frac{t_{в1}}{R_{из1}^L + R_{н1}^L} + \frac{t_{в2}}{R_{из2}^L + R_{н2}^L} + \frac{t_{н}}{R_{кан} + R_{гр}^K}}{\frac{1}{R_{из1}^L + R_{н1}^L} + \frac{1}{R_{из2}^L + R_{н2}^L} + \frac{1}{R_{кан} + R_{гр}^K}}$$

6) Определим тепловые потери Вт/м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{кан} - t_{н})K}{R_{кан} + R_{гр}^K}$$

7) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

8) Объем потери теплоносителя ,м³

$$V_{т} = 0.0025 \cdot 220.5 \cdot 700 = 385.9$$

а – нормативное значение утечки теплоносителя из тепловой сети согласно СП 124.13330.2012

0,25% от объема воды в тепловой сети.

Ду 500 мм L = 700 метров t = 78-50*С.

ρ – плотность воды – 0,985

t х/в - температура холодной воды

Q г = 0,029 х 24 х 214 = 148,9 Гкал/год.

Подземная бесканальная прокладка

Тепловые потери через трубопроводы бесканальной двухтрубной прокладки в ППУ изоляции, расположенных в грунте на одинаковом расстоянии от поверхности до оси труб Н, м, определяются по формулам

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_{н})(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_{н})R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K$$
 ;

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_{н})(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_{н})R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K$$
 ;

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$R_{гр}^K$ где - термическое сопротивление грунта при бесканальной прокладке, м°С/Вт, определяется по формуле

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d} \right)^2 - 1} \right] ,$$

где d - наружный диаметр изолированного трубопровода, м; подающего - d1, обратного - d2;

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м °С);

H - глубина заложения (расстояние от оси труб до поверхности земли), м;

R_0 - термическое сопротивление, обусловленное тепловым взаимодействием двух труб, м °С/Вт, определяется из выражения

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}} \right)^2}}{2\pi\lambda_{гр}} ,$$

где $K_{1,2}$ - расстояния между осями труб по горизонтали, м.

H – расстояние от оси трубы до поверхности земли, м.

Остальные значения величин в, что и в формуле для канальной прокладки.

1) Определим термическое сопротивление грунта $м^0С/Вт$

$$R_{гр}^k = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right],$$

2) Определяем термическое сопротивление $м^0С/Вт$

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}}\right)^2}}{2\pi\lambda_{гр}},$$

3) Определим $R_{из1}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода ($м^0С/Вт$).

$$R_{из1}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{из.}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{изол.}}{d_1}$$

$\lambda_{изол.}$ – теплопроводность изоляции конструкции $Вт/(м^0С)$ (табл.Б1.) –

$$\lambda_{изол.} = 0,032 + 0,00015 * t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя 0С

$$= 0,032 + 0,00015 * 59 = 0,041 Вт/(м^0С)$$

$$= 0,032 + 0,00015 * 45 = 0,039 Вт/(м^0С)$$

4) Определяем тепловые потери Вт/м

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_n)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_n)R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_n)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_n)R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$$*24*214=0,468 \text{ Гкал/час}$$

5)Потери тепла с утечками из тепловой сети :

Сравниваем потери с изоляцией минеральной ваты и пенополиуретановой изоляции.

Годовая экономия в Гкал

$$1 \text{ Гкал} = 1787,36 \text{ рублей}$$

Годовая экономия в рублях

$$210*1787,36= 375345,6 \text{ руб/год}$$

6.4.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2020 г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 650 м.

От г.Дюргюли, ул. Ленина, р-я поликлиника, гл. корпус до г.Дюргюли, ул. Ленина, ЦТП 1.

Расчет трубопровода с минераловатной изоляцией:

Все расчеты произведены согласно СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования трубопроводов», СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Тепловые потери через изолированную поверхность подающих и обратных трубопроводов тепловых сетей любой прокладки определяют согласно В.3. –СП 61.13330.2012.

Подземная прокладка в непроходных каналах

Тепловые потери через изолированную минеральной ватой поверхность двухтрубных тепловых сетей, прокладываемых в непроходном канале шириной b и высотой h , м, на глубине H , м, от поверхности земли до оси канала определяются по формуле:

Ширина канала $b - 1,8$ м

Высота канала $h - 1,05$ м

H – глубина до оси канала 1,5 м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

$t_{\text{кан}}$ - температура воздуха в канале

$t_{\text{нар}}$ – температура наруж. воздуха

K – коэффициент (табл.В1).

Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}},$$

$$R_{\text{из1}}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{из1}}}{d_1} \quad R_{\text{из2}}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{d_2 + 2\delta_{\text{из2}}}{d_2}$$

$$R_{\text{н1}}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{\text{из1}})} \quad R_{\text{н2}}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_2 + 2\delta_{\text{из2}})}$$

$$R_{\text{кан}} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

трубопроводов, Вт/м;

d_1, d_2 - наружные диаметры подающего и обратного трубопроводов, м;

$t_{\text{в1}}, t_{\text{в2}}$ - температуры подающего и обратного трубопроводов, °С;

K - коэффициент дополнительных потерь (таблица В.1);

$R_{\text{из1}}^L, R_{\text{из2}}^L$ - термические сопротивления изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{\text{н1}}^L, R_{\text{н2}}^L$ - термические сопротивления теплоотдаче от поверхности изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{\text{кан}}$ - термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт;

h, b - высота и ширина канала, соответственно, м;

α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(°С); 2 м

$\lambda_{из}$ - теплопроводность изоляции в конструкции, Вт/(м·°C); $\delta_{из1}$, $\delta_{из2}$ - толщины изоляции подающего и обратного трубопроводов, м;

$R_{гр}^к$ - термическое сопротивление грунта, Вт/(м·°C), определяется по формуле:

$$R_{гр}^к = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right) \lambda_{гр}}$$

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м·°C), таблица В.6.

1) Определяем $R_{кан}$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi \alpha_k \frac{2bh}{b+h}}$$

- термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м · °C/Вт

где α_k - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м²·°C);

2) Определяем $R_{тр}^к$ - термическое сопротивление грунта Вт/(м·°C)

$$R_{тр}^к = \frac{h \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left[5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right] \lambda_{г.р.}}$$

$\lambda_{г.р.}$ - теплопроводность грунта Вт/(м·°C)(табл.)(в6.) -0,98

3) Определим $R_{Н1}^l$ термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности изоляции подающего трубопровода (м·°C)/Вт.

$$R_{Н1}^l = \frac{1}{2\pi\alpha_k(d_1 + 2\delta_{изол.})};$$

d_1 – диаметр трубы (м)

α_k
= 11 Вт/(м²·°C)

$\delta_{изол.}$ –
толщина изоляции (м)-0,05

$$R_{н1}^L = R_{н2}^L$$

4) Определим $R_{из1}^L$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{из1}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{из.}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{изол.}}{d_1}$$

$\lambda_{изол.}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{изол.} = 0,049 + 0,0002 \cdot t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,049 + 0,0002 \cdot 59 = 0.061 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,049 + 0,0002 \cdot 45 = 0.058 \text{ Вт/(м°С)}$$

5) Определим температуру воздуха в канале °С

$$t_{кан} = \frac{\frac{t_{в1}}{R_{из1}^L + R_{н1}^L} + \frac{t_{в2}}{R_{из2}^L + R_{н2}^L} + \frac{t_{н}}{R_{кан}^K + R_{гр}^K}}{\frac{1}{R_{из1}^L + R_{н1}^L} + \frac{1}{R_{из2}^L + R_{н2}^L} + \frac{1}{R_{кан}^K + R_{гр}^K}}$$

6) Определим тепловые потери Вт/м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{кан} - t_{н})K}{R_{кан}^K + R_{гр}^K}$$

7) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

8) Объем потери теплоносителя ,м³

$$V_{\text{т}} = 0.0025 \cdot 220.5 \cdot 650 = 358.3$$

а – нормативное значение утечки теплоносителя из тепловой сети согласно СП 124.13330.2012
0,25% от объема воды в тепловой сети.

Ду 500 мм L = 650 метров t = 78-50*С.

ρ – плотность воды – 0,985

t х/в - температура холодной воды

$$Q_{\text{г}} = 0,026 \times 24 \times 214 = 133,5 \text{ Гкал/год.}$$

Подземная бесканальная прокладка

Тепловые потери через трубопроводы бесканальной двухтрубной прокладки в ППУ изоляции, расположенных в грунте на одинаковом расстоянии от поверхности до оси труб Н, м, определяются по формулам

$$q_1^L = \frac{(t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{гр2}}^K) - (t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{гр1}}^K)(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{гр2}}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{гр1}}^K) - (t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{гр2}}^K)(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{гр1}}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$R_{\text{гр}}^K$ где - термическое сопротивление грунта при бесканальной прокладке, °С/Вт, определяется по формуле

$$R_{\text{гр}}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d} \right)^2 - 1} \right] ,$$

где d - наружный диаметр изолированного трубопровода, м; подающего - d1, обратного - d2;
λгр - теплопроводность грунта, Вт/(м °С);

H - глубина заложения (расстояние от оси труб до поверхности земли), м;

R0 - термическое сопротивление, обусловленное тепловым взаимодействием двух труб, м °С/Вт, определяется из выражения

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}} \right)^2}}{2\pi\lambda_{\text{гр}}},$$

где $K_{1,2}$ - расстояния между осями труб по горизонтали, м.

H – расстояние от оси трубы до поверхности земли, м.

Остальные значения величин в, что и в формуле для канальной прокладки.

1) Определим термическое сопротивление грунта $\text{м}^0\text{С/Вт}$

$$R_{\text{гр}}^{\text{к}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d} \right)^2 - 1} \right],$$

2) Определяем термическое сопротивление $\text{м}^0\text{С/Вт}$

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}} \right)^2}}{2\pi\lambda_{\text{гр}}},$$

3) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода ($\text{м}^0\text{С/Вт}$).

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$

– теплопроводность изоляции конструкции $\text{Вт}/(\text{м}^0\text{С})$ (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,032 + 0,00015 \cdot t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя $^{\circ}\text{С}$

$$= 0,032 + 0,00015 * 59 = 0.041 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$$

$$= 0,032 + 0,00015 * 45 = 0.039 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$$

4) Определяем тепловые потери Вт/м

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_{н})(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_{н})R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_{н})(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_{н})R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$$*24*214=0,468 \text{ Гкал/час}$$

5) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

Сравниваем потери с изоляцией минеральной ваты и пенополиуретановой изоляции.

Годовая экономия в Гкал

$$1 \text{ Гкал} = 1787,36 \text{ рублей}$$

Годовая экономия в рублях

$$196,3 * 1787,36 = 350858,8 \text{ руб/год}$$

6.5.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2021 г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 426 мм., протяженностью 396 м; диаметром 219мм,

протяженностью 292 м; диаметром 159 мм, протяженностью 276 м; диаметром 108мм, протяженностью 134 м.

От г.Дюртиули, ул. Ленина, ЦТП 1 до г.Дюртиули, ул. Ленина, НГДУ, ад. здание.

От г.Дюртиули, ул Садовая 9 до г. Дюртиули, ул Садовая 1.

Расчет трубопровода с минераловатной изоляцией:

Все расчеты вести согласно СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования трубопроводов», СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Тепловые потери через изолированную поверхность подающих и обратных трубопроводов тепловых сетей любой прокладки определяют согласно В.3. –СП 61.13330.2012.

Ду 400-396м

Подземная прокладка в непроходных каналах

Тепловые потери через изолированную минеральной ватой поверхность двухтрубных тепловых сетей, прокладываемых в непроходном канале шириной b и высотой h , м, на глубине H , м, от поверхности земли до оси канала определяются по формуле:

Ширина канала $b - 1,6$ м

Высота канала $h - 1,02$ м

H – глубина до оси канала 1,4 м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

$t_{\text{кан}}$ - температура воздуха в канале

$t_{\text{нар}}$ – температура наруж. воздуха

K – коэффициент (табл.В1).

Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}},$$

$$R_{\text{из1}}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{из1}}}{d_1} \quad R_{\text{из2}}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{d_2 + 2\delta_{\text{из2}}}{d_2}$$

$$R_{\text{н1}}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_{\text{к}}(d_1 + 2\delta_{\text{из1}})} \quad R_{\text{н2}}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_{\text{к}}(d_2 + 2\delta_{\text{из2}})}$$

$$R_{\text{кан}} = \frac{1}{\pi \alpha_k + \frac{2bh}{b+h}}$$

трубопроводов, Вт/м;

d_1, d_2 - наружные диаметры подающего и обратного трубопроводов, м;

$t_{в1}, t_{в2}$ - температуры подающего и обратного трубопроводов, °С;

K - коэффициент дополнительных потерь (таблица В.1);

$R_{из1}^L, R_{из2}^L$ - термические сопротивления изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{н1}^L, R_{н2}^L$ - термические сопротивления теплоотдаче от поверхности изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{\text{кан}}$ - термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт;

h, b - высота и ширина канала, соответственно, м;

α_k - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м²·°С); 2 м

$\lambda_{из}$ - теплопроводность изоляции в конструкции, Вт/(м·°С); $\delta_{из1}, \delta_{из2}$ - толщины изоляции подающего и обратного трубопроводов, м;

$R_{гр}^k$ - термическое сопротивление грунта, Вт/(м·°С), определяется по формуле:

$$R_{гр}^k = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right) \lambda_{гр}}$$

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м·°С), таблица В.6.

1) Определяем $R_{\text{кан}}$

$$R_{\text{кан}} = \frac{1}{\pi \alpha_k + \frac{2bh}{b+h}},$$

- термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт

где α_k - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м²·°С);

$R_{гр}^k$

2) Определяем - термическое сопротивление грунта Вт/(м·°С)

$$R_{гр}^k = \frac{h \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left[5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right] \lambda_{г.р.}}$$

$\lambda_{г.р.}$ - теплопроводность грунта Вт/(м·°С)(табл.)(в6.) -0,98

- 3) Определим R_{H1}^l термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{H1}^l = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{\text{изол.}})};$$

d_1 – диаметр трубы (м)

$$\alpha_K = 11 \text{ Вт/(м°С)}$$

$\delta_{\text{изол.}}$ – толщина изоляции (м)-0,05

$$R_{H1}^L = R_{H2}^L$$

- 4) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,049 + 0,0002 * t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,049 + 0,0002 * 59 = 0.061 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,049 + 0,0002 * 45 = 0.058 \text{ Вт/(м°С)}$$

- 5) Определим температуру воздуха в канале °С

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}$$

6) Определим тепловые потери Вт/м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

7) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

8) Объем потери теплоносителя, м³

$$V_{\text{т}} = 0,0025 \cdot 138,5 \cdot 396 = 137,1$$

а – нормативное значение утечки теплоносителя из тепловой сети согласно СП 124.13330.2012
0,25% от объема воды в тепловой сети.

Ду400 мм L = 396 метров t = 78-50*С.

ρ – плотность воды – 0,985

t х/в - температура холодной воды

$$Q_{\text{г}} = 0,0081 \times 24 \times 214 = 41,6 \text{ Гкал/год.}$$

Подземная бесканальная прокладка

Тепловые через трубопроводы бесканальной двухтрубной прокладки в ППУ изоляции,
расположенных в грунте на одинаковом расстоянии от поверхности до оси труб Н, м,
определяются по формулам

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_{н})(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_{н})R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_{н})(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_{н})R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$R_{гр}^K$ где - термическое сопротивление грунта при бесканальной прокладке, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$, определяется по формуле

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

где d - наружный диаметр изолированного трубопровода, м; подающего - d_1 , обратного - d_2 ;

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, $\text{Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$;

H - глубина заложения (расстояние от оси труб до поверхности земли), м;

R_0 - термическое сопротивление, обусловленное тепловым взаимодействием двух труб, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$, определяется из выражения

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}}\right)^2}}{2\pi\lambda_{гр}} ,$$

где $K_{1,2}$ - расстояния между осями труб по горизонтали, м.

H – расстояние от оси трубы до поверхности земли, м.

Остальные значения величин в, что и в формуле для канальной прокладки.

1) Определим термическое сопротивление грунта $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

2) Определяем термическое сопротивление $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}} \right)^2}}{2\pi\lambda_{\text{тр}}},$$

3) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,032 + 0,00015 * t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,032 + 0,00015 * 59 = 0,041 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,032 + 0,00015 * 45 = 0,039 \text{ Вт/(м°С)}$$

4) Определяем тепловые потери Вт/м

$$q_1^L = \frac{(t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{гр2}}^K) - (t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{гр1}}^K)(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{гр2}}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{гр1}}^K) - (t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{гр2}}^K)(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{гр1}}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L,$$

$$*24*214=0,46 \text{ Гкал/час}$$

6) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

Сравниваем потери с изоляцией минеральной ваты и пенополиуретановой изоляции.

Годовая экономия в Гкал

$$1 \text{ Гкал} = 1787,36 \text{ рублей}$$

Годовая экономия в рублях

$$97,9*1787,36= 174982,5\text{руб/год}$$

Ду200-292м

Подземная прокладка в непроходных каналах

Тепловые потери через изолированную минеральной ватой поверхность двухтрубных тепловых сетей, прокладываемых в непроходном канале шириной b и высотой h , м, на глубине H , м, от поверхности земли до оси канала определяются по формуле:

Ширина канала $b - 1,3$ м

Высота канала $h - 0,96$ м

H – глубина до оси канала 1,2 м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

$t_{\text{кан}}$ - температура воздуха в канале

$t_{\text{нар}}$ – температура наруж. воздуха

K – коэффициент (табл.В1).

Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}},$$

$$R_{из1}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_1 + 2\delta_{из1}}{d_1} \quad R_{из2}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_2 + 2\delta_{из2}}{d_2}$$

$$R_{н1}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{из1})} \quad R_{н2}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_2 + 2\delta_{из2})}$$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

трубопроводов, Вт/м;

d_1, d_2 - наружные диаметры подающего и обратного трубопроводов, м;

$t_{в1}, t_{в2}$ - температуры подающего и обратного трубопроводов, °С;

K - коэффициент дополнительных потерь (таблица В.1);

$R_{из1}^L, R_{из2}^L$ - термические сопротивления изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{н1}^L, R_{н2}^L$ - термические сопротивления теплоотдаче от поверхности изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{кан}$ - термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт;

h, b - высота и ширина канала, соответственно, м;

α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м·°С); 2 м

$\lambda_{из}$ - теплопроводность изоляции в конструкции, Вт/(м·°С); $\delta_{из1}, \delta_{из2}$ - толщины изоляции подающего и обратного трубопроводов, м;

$R_{гр}^K$ - термическое сопротивление грунта, Вт/(м·°С), определяется по формуле:

$$R_{гр}^K = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right) \lambda_{гр}}$$

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м·°С), таблица В.6.

1) Определяем $R_{кан}$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

- термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт

где α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м·°С);

$R_{гр}^K$

2) Определяем - термическое сопротивление грунта Вт/(м·°С)

$$R_{\text{тр}}^{\kappa} = \frac{h[3,5 \frac{H}{h} (\frac{h}{b})^{0.25}]}{[5.7 + 0.5 \frac{b}{h}] \lambda_{\text{г.р.}}}$$

$\lambda_{\text{г.р.}}$ - теплопроводность грунта Вт/(м°С)(табл.)(в6.) -0,98

$$R_{H1}^l$$

3) Определим R_{H1}^l термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{H1}^l = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{\text{изол.}})};$$

d_1 – диаметр трубы (м)

$$\alpha_K = 11 \text{ Вт/(м°С)}$$

$\delta_{\text{изол.}}$ – толщина изоляции (м)-0,05

$$R_{H1}^L = R_{H2}^L$$

$$R_{\text{из1}}^l$$

4) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,049 + 0,0002 * t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,049 + 0,0002 * 52,5 = 0.059 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,049 + 0,0002 * 45 = 0.058 \text{ Вт/(м°С)}$$

5) Определим температуру воздуха в канале °C

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}$$

6) Определим тепловые потери Вт/м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

7) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

8) Объем потери теплоносителя ,м³

$$V_{\tau} = 0.0025 \cdot 38.1 \cdot 292 = 27.8$$

а – нормативное значение утечки теплоносителя из тепловой сети согласно СП 124.13330.2012
0,25% от объема воды в тепловой сети.

Ду200 мм L = 292 метров t = 65-50*С.

ρ – плотность воды – 0,985

t х/в - температура холодной воды

$$Q_{\Gamma} = 0,0015 \times 24 \times 214 = 7,7 \text{ Гкал/год.}$$

Подземная бесканальная прокладка

Тепловые потери через трубопроводы бесканальной двухтрубной прокладки в ППУ изоляции, расположенных в грунте на одинаковом расстоянии от поверхности до оси труб Н, м, определяются по формулам

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_{н})(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_{н})R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_{н})(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_{н})R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$R_{гр}^K$ где - термическое сопротивление грунта при бесканальной прокладке, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$, определяется по формуле

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

где d - наружный диаметр изолированного трубопровода, м; подающего - d_1 , обратного - d_2 ;

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, $\text{Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$;

H - глубина заложения (расстояние от оси труб до поверхности земли), м;

R_0 - термическое сопротивление, обусловленное тепловым взаимодействием двух труб, $\text{м}^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$, определяется из выражения

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}}\right)^2}}{2\pi\lambda_{гр}} ,$$

где $K_{1,2}$ - расстояния между осями труб по горизонтали, м.

H – расстояние от оси трубы до поверхности земли, м.

Остальные значения величин в, что и в формуле для канальной прокладки.

1) Определим термическое сопротивление грунта $\text{м}^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

2) Определяем термическое сопротивление $\text{м}^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}} \right)^2}}{2\pi\lambda_{\text{тр}}},$$

3) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода ($\text{м}^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$).

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции $\text{Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$ (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,032 + 0,00015 \cdot t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя $^{\circ}\text{C}$

$$= 0,032 + 0,00015 \cdot 52,5 = 0,04 \text{ Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$$

$$= 0,032 + 0,00015 \cdot 45 = 0,039 \text{ Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$$

4) Определяем тепловые потери $\text{Вт}/\text{м}$

$$q_1^L = \frac{(t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{тр2}}^K) - (t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{тр1}}^K)(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{тр2}}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{тр1}}^K) - (t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{тр2}}^K)(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{тр1}}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L,$$

$$*24*214=0,31 \text{ Гкал/час}$$

5)Потери тепла с утечками из тепловой сети :

Сравниваем потери с изоляцией минеральной ваты и пенополиуретановой изоляции.

Годовая экономия в Гкал

$$1 \text{ Гкал} = 1787,36 \text{ рублей}$$

Годовая экономия в рублях

$$38,7*1787,36= 69170,8\text{руб/год}$$

Ду 159-276 м

Подземная прокладка в непроходных каналах

Тепловые потери через изолированную минеральной ватой поверхность двухтрубных тепловых сетей, прокладываемых в непроходном канале шириной b и высотой h , м, на глубине H , м, от поверхности земли до оси канала определяются по формуле:

Ширина канала $b - 1,05$ м

Высота канала $h - 0,65$ м

H – глубина до оси канала 1,1 м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

$t_{\text{кан}}$ - температура воздуха в канале

$t_{\text{нар}}$ – температура наруж. воздуха

K – коэффициент (табл.В1).

Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}$$

,

$$R_{из1}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_1 + 2\delta_{из1}}{d_1} R_{из2}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_2 + 2\delta_{из2}}{d_2}$$

$$R_{н1}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{из1})} R_{н2}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_2 + 2\delta_{из2})}$$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

трубопроводов, Вт/м;

d_1, d_2 - наружные диаметры подающего и обратного трубопроводов, м;

$t_{в1}, t_{в2}$ - температуры подающего и обратного трубопроводов, °C;

K - коэффициент дополнительных потерь (таблица В.1);

$R_{из1}^L, R_{из2}^L$ - термические сопротивления изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°C/Вт;

$R_{н1}^L, R_{н2}^L$ - термические сопротивления теплоотдаче от поверхности изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°C/Вт;

$R_{кан}$ - термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°C/Вт;

h, b - высота и ширина канала, соответственно, м;

α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м·°C); 2 м

$\lambda_{из}$ - теплопроводность изоляции в конструкции, Вт/(м·°C); $\delta_{из1}, \delta_{из2}$ - толщины изоляции подающего и обратного трубопроводов, м;

$R_{гр}^K$ - термическое сопротивление грунта, Вт/(м·°C), определяется по формуле:

$$R_{гр}^K = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right) \lambda_{гр}}$$

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м·°C), таблица В.6.

1) Определяем $R_{кан}$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

- термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°C/Вт

где α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м·°C);

$R_{гр}^K$

2) Определяем - термическое сопротивление грунта Вт/(м·°C)

$$R_{\text{тр}}^{\kappa} = \frac{h[3,5 \frac{H}{h} (\frac{h}{b})^{0.25}]}{[5.7 + 0.5 \frac{b}{h}] \lambda_{\text{г.р.}}}$$

$\lambda_{\text{г.р.}}$ - теплопроводность грунта Вт/(м°С)(табл.)(вб.) -0,98

$$R_{H1}^l$$

3) Определим R_{H1}^l термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{H1}^l = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{\text{изол.}})} ;$$

d_1 – диаметр трубы (м)

$$\alpha_K = 11 \text{ Вт/(м°С)}$$

$\delta_{\text{изол.}}$ – толщина изоляции (м)-0,05

$$R_{H1}^L = R_{H2}^L$$

$$R_{\text{из1}}^l$$

4) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,049 + 0,0002 * t_m ,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,049 + 0,0002 * 52,5 = 0.059 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,049 + 0,0002 * 45 = 0,058 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$$

5) Определим температуру воздуха в канале °С

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}$$

6) Определим тепловые потери Вт/м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

7) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

8) Объем потери теплоносителя ,м³

$$V_{\text{т}} = 0,0025 * 20,1 * 276 = 13,8$$

а – нормативное значение утечки теплоносителя из тепловой сети согласно СП 124.13330.2012

0,25% от объема воды в тепловой сети.

Ду150 мм L = 276 метров t = 65-50*С.

ρ – плотность воды – 0,985

t х/в - температура холодной воды

$$Q_{\text{Г}} = 0,0007 * 24 * 214 = 3,6 \text{ Гкал/год.}$$

Подземная бесканальная прокладка

Тепловые потери через трубопроводы бесканальной двухтрубной прокладки в ППУ изоляции, расположенных в грунте на одинаковом расстоянии от поверхности до оси труб Н, м, определяются по формулам

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_{н})(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_{н})R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_{н})(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_{н})R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$R_{гр}^K$ где - термическое сопротивление грунта при бесканальной прокладке, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$, определяется по формуле

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

где d - наружный диаметр изолированного трубопровода, м; подающего - d1, обратного - d2;

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$;

H - глубина заложения (расстояние от оси труб до поверхности земли), м;

R_0 - термическое сопротивление, обусловленное тепловым взаимодействием двух труб, $\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$, определяется из выражения

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}}\right)^2}}{2\pi\lambda_{гр}} ,$$

где $K_{1,2}$ - расстояния между осями труб по горизонтали, м.

H – расстояние от оси трубы до поверхности земли, м.

Остальные значения величин в, что и в формуле для канальной прокладки.

1) Определим термическое сопротивление грунта $\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

2) Определяем термическое сопротивление $\text{м}^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}} \right)^2}}{2\pi\lambda_{\text{тр}}},$$

3) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода ($\text{м}^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$).

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции $\text{Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$ (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,032 + 0,00015 \cdot t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя $^{\circ}\text{C}$

$$= 0,032 + 0,00015 \cdot 52,5 = 0,04 \text{ Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$$

$$= 0,032 + 0,00015 \cdot 45 = 0,039 \text{ Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$$

4) Определяем тепловые потери $\text{Вт}/\text{м}$

$$q_1^L = \frac{(t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{тр2}}^K) - (t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{тр1}}^K)(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{тр2}}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{тр1}}^K) - (t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{тр2}}^K)(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{тр1}}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L,$$

$$*24*214=0,27 \text{ Гкал/час}$$

5)Потери тепла с утечками из тепловой сети :

Сравниваем потери с изоляцией минеральной ваты и пенополиуретановой изоляции.

Годовая экономия в Гкал

$$1 \text{ Гкал} = 1787,36 \text{ рублей}$$

Годовая экономия в рублях

$$59,4*1787,36= 106169,2\text{руб/год}$$

Ду 100-134 м

Подземная прокладка в непроходных каналах

Тепловые потери через изолированную минеральной ватой поверхность двухтрубных тепловых сетей, прокладываемых в непроходном канале шириной b и высотой h , м, на глубине H , м, от поверхности земли до оси канала определяются по формуле:

Ширина канала $b - 0,95$ м

Высота канала $h - 0,65$ м

H – глубина до оси канала 1,0 м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

$t_{\text{кан}}$ - температура воздуха в канале

$t_{\text{нар}}$ – температура наруж. воздуха

K – коэффициент (табл.В1).

Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}},$$

$$R_{из1}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_1 + 2\delta_{из1}}{d_1} \quad R_{из2}^L = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_2 + 2\delta_{из2}}{d_2}$$

$$R_{н1}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{из1})} \quad R_{н2}^L = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_2 + 2\delta_{из2})}$$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

трубопроводов, Вт/м;

d_1, d_2 - наружные диаметры подающего и обратного трубопроводов, м;

$t_{в1}, t_{в2}$ - температуры подающего и обратного трубопроводов, °С;

K - коэффициент дополнительных потерь (таблица В.1);

$R_{из1}^L, R_{из2}^L$ - термические сопротивления изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{н1}^L, R_{н2}^L$ - термические сопротивления теплоотдаче от поверхности изоляции подающего и обратного трубопроводов, м·°С/Вт;

$R_{кан}$ - термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт;

h, b - высота и ширина канала, соответственно, м;

α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м·°С); 2 м

$\lambda_{из}$ - теплопроводность изоляции в конструкции, Вт/(м·°С); $\delta_{из1}, \delta_{из2}$ - толщины изоляции подающего и обратного трубопроводов, м;

$R_{гр}^K$ - термическое сопротивление грунта, Вт/(м·°С), определяется по формуле:

$$R_{гр}^K = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right) \lambda_{гр}}$$

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, Вт/(м·°С), таблица В.6.

1) Определяем $R_{кан}$

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi\alpha_K + \frac{2bh}{b+h}}$$

- термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м·°С/Вт

где α_K - коэффициент теплоотдачи в канале, принимается равным 11 Вт/(м·°С);

$R_{гр}^K$

2) Определяем - термическое сопротивление грунта Вт/(м·°С)

$$R_{гр}^K = \frac{h \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left[5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right] \lambda_{г.р.}}$$

$\lambda_{г.р.}$ - теплопроводность грунта Вт/(м°C)(табл.)(в6.) -0,98

$$R_{H1}^l$$

3) Определим R_{H1}^l термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности изоляции подающего трубопровода (м°C)/Вт.

$$R_{H1}^l = \frac{1}{2\pi\alpha_K(d_1 + 2\delta_{изол.})};$$

d_1 – диаметр трубы (м)

$$\alpha_K = 11 \text{ Вт/(м°C)}$$

$\delta_{изол.}$ – толщина изоляции (м)-0,05

$$R_{H1}^L = R_{H2}^L$$

$$R_{из1}^l$$

4) Определим $R_{из1}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°C)/Вт.

$$R_{из1}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{из.}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{изол.}}{d_1}$$

$\lambda_{изол.}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°C) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{изол.} = 0,049 + 0,0002 * t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,049 + 0,0002 * 52,5 = 0,0595 \text{ Вт/(м°C)}$$

$$= 0,049 + 0,0002 * 45 = 0,058 \text{ Вт/(м°C)}$$

5) Определим температуру воздуха в канале °С

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в1}}}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{t_{\text{в2}}}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}{\frac{1}{R_{\text{из1}}^L + R_{\text{н1}}^L} + \frac{1}{R_{\text{из2}}^L + R_{\text{н2}}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}}$$

6) Определим тепловые потери Вт/м

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}})K}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр}}^K}$$

7) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

8) Объем потери теплоносителя ,м³

$$V_{\text{т}} = 0,0025 * 7,85 * 134 = 2,63$$

а – нормативное значение утечки теплоносителя из тепловой сети согласно СП 124.13330.2012
0,25% от объема воды в тепловой сети.

Ду100 мм L = 134 метров t = 65-50*С.

ρ – плотность воды – 0,985

t х/в - температура холодной воды

Q г = 0,00014 х 24 х 214 = 0,72 Гкал/год.

Подземная бесканальная прокладка

Тепловые потери через трубопроводы бесканальной двухтрубной прокладки в ППУ изоляции, расположенных в грунте на одинаковом расстоянии от поверхности до оси труб Н, м, определяются по формулам

$$q_1^L = \frac{(t_{в1} - t_n)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - (t_{в2} - t_n)R_0}{(R_{из1}^L + R_{гр1}^K)(R_{из2}^L + R_{гр2}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{в2} - t_n)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - (t_{в1} - t_n)R_0}{(R_{из2}^L + R_{гр2}^K)(R_{из1}^L + R_{гр1}^K) - R_0^2} K ;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L ,$$

$R_{гр}^K$ где - термическое сопротивление грунта при бесканальной прокладке, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$, определяется по формуле

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

где d - наружный диаметр изолированного трубопровода, м; подающего - d_1 , обратного - d_2 ;

$\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, $\text{Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$;

H - глубина заложения (расстояние от оси труб до поверхности земли), м;

R_0 - термическое сопротивление, обусловленное тепловым взаимодействием двух труб, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$, определяется из выражения

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}}\right)^2}}{2\pi\lambda_{гр}} ,$$

где $K_{1,2}$ - расстояния между осями труб по горизонтали, м.

H – расстояние от оси трубы до поверхности земли, м.

Остальные значения величин в, что и в формуле для канальной прокладки.

1) Определим термическое сопротивление грунта $\text{м}^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$

$$R_{гр}^K = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d}\right)^2 - 1} \right] ,$$

2) Определяем термическое сопротивление $\text{м}^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$

$$R_0 = \frac{\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H}{K_{1,2}} \right)^2}}{2\pi\lambda_{\text{тр}}},$$

3) Определим $R_{\text{из1}}^l$ – термическое сопротивление изоляции подающего трубопровода (м°С)/Вт.

$$R_{\text{из1}}^l = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{изол.}}}{d_1}$$

$\lambda_{\text{изол.}}$ – теплопроводность изоляции конструкции Вт/(м°С) (табл.Б1.) –

$$\lambda_{\text{изол.}} = 0,032 + 0,00015 \cdot t_m,$$

Где t_m – средняя температура изоляционного слоя °С

$$= 0,032 + 0,00015 \cdot 52,5 = 0,04 \text{ Вт/(м°С)}$$

$$= 0,032 + 0,00015 \cdot 45 = 0,038 \text{ Вт/(м°С)}$$

4) Определяем тепловые потери Вт/м

$$q_1^L = \frac{(t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{тр2}}^K) - (t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{тр1}}^K)(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{тр2}}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_2^L = \frac{(t_{\text{в2}} - t_{\text{н}})(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{тр1}}^K) - (t_{\text{в1}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{из2}}^L + R_{\text{тр2}}^K)(R_{\text{из1}}^L + R_{\text{тр1}}^K) - R_0^2} K;$$

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L,$$

$$*24*214=0,22 \text{ Гкал/час}$$

7) Потери тепла с утечками из тепловой сети :

Сравниваем потери с изоляцией минеральной ваты и пенополиуретановой изоляции.

Годовая экономия в Гкал

$$1 \text{ Гкал} = 1787,36 \text{ рублей}$$

Годовая экономия в рублях

$$7,1 * 1787,36 = 12690,2 \text{ руб/год}$$

7.Общая экономия

$$Q^{\text{об. эк}}=250,7+226,5+210+196,3+97,9+38,7+59,4+7,1=1086,6 \text{ Гкал/год}$$

$$448091,1+404837,1+375345,6+350858,8+174982,5+69170,8+106169,2+12690,2=1942145,3 \text{ руб/год}$$

8.Определение плановых и расчет фактических показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения

Расчет произведен в соответствии с постановлением Правительства РФ от 16.05.2015 г № 452. Плановые значения показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в целом по теплоснабжающей организации (), рассчитываются по формуле:

где: - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

- 1-й год реализации инвестиционной программы;
- соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;
- суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров;
- суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

- общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в году, соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

- год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы.

Плановое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности (Δ), рассчитывается по формуле:

где: Δ – фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

– первый год реализации инвестиционной программы;

– суммарная мощность строящихся, реконструируемых и модернизируемых источников тепловой энергии, вводимых в эксплуатацию в году реализации инвестиционной программы;

– мощность источника тепловой энергии, Гкал/час;

– общая мощность источников тепловой энергии в году реализации инвестиционной программы;

- соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

- год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети теплоснабжающей организации (Δ), рассчитывается по формуле:

где: Δ – количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях. В случае если в разных точках сети одновременно были зафиксированы несколько случаев прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

– суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу тепловой мощности источника тепловой энергии теплоснабжающей организации, рассчитывается по формуле:

где: Δ – количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границе балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии. В случае если у организации установлены приборы учета на источниках тепловой энергии, при определении фактического количества прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя используются данные таких приборов учета.

В случае если в разных точках одновременно были зафиксированы несколько случаев прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

– суммарная располагаемая мощность источников тепловой энергии, Гкал/час.

36. Фактическое значение показателя энергетической эффективности, определяемого удельным расходом топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, установленным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Фактическое значение показателя величины технологических потерь при передаче тепловой энергии (Гкал/год), теплоносителя (тонн/год) по тепловым сетям рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Фактическое значение показателя энергетической эффективности объектов теплоснабжения, определяемого отношением величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети (Σ), рассчитывается по формуле:

где: Σ – величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, Гкал, тонн;

Σ – материальная характеристика тепловой сети (по видам теплоносителя - пар, конденсат, вода), определенная значением суммы произведений значений наружных диаметров трубопроводов отдельных участков тепловой сети (метров) на длину этих участков (метров). Материальная характеристика тепловой сети (квадратных метров) включает материальную характеристику всех участков тепловой сети.

9.Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

По итогам реализации Программы прогнозируется достижение следующих основных результатов:

1. Технологические результаты:

- достижение безаварийного теплоснабжения потребителей;
- снижение уровня потерь в сетях теплоснабжения на 3.4%;
- снижение нагрузки на работу технологического оборудования.

2. Экономические результаты:

- снижение эксплуатационных затрат на производство тепловой энергии на 5.3%;
- снижение эксплуатационных затрат на распределение тепловой энергии на 5.3%.

3. Социальные результаты:

- повышение качества условий проживания и коммунального обслуживания в части теплоснабжения населения и организаций в городе Дюртюли;
- улучшение экологической ситуации;
- сдерживание роста тарифов для населения и организаций за счет реконструкции и модернизации системы теплоснабжения.

Реализация Программы также обеспечивает высвобождение дополнительных финансовых средств для реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за счет полученной экономии в результате снижения затрат на оплату энергетических ресурсов.

Экономия энергетических ресурсов от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за период реализации мероприятий Программы в стоимостном выражении составит 1942.15 тыс. рублей (в ожидаемых прогнозных ценах 2021 года).

Экономия достигается по следующим направлениям программы:

1.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2017 г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 830 м.

От с. Иванаево, пересечение ул. Карл Маркса и ул. Комсомольская до с. Иванаево, ул. Комсомольская, метель: ожидаемая экономия- 250.7 Гкал

2.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2018 г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 750 м.

От с. Иванаево, ул. Комсомольская, мечеть до с. Иванаево, ул. Комсомольская , кафе Тан: ожидаемая экономия- 226.5 Гкал

3.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2019г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 700 м.

От с. Иванаево, ул. Комсомольская, кафе Тан до г.Дюртюли, ул. Ленина, р-я поликлиника, гл. корпус: ожидаемая экономия- 210 Гкал

4.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2020г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 530 мм., протяженностью 650 м.

От г.Дюртюли, ул. Ленина, р-я поликлиника, гл. корпус до г.Дюртюли, ул. Ленина, ЦТП 1: ожидаемая экономия- 196.3 Гкал

5.Реконструкция существующих тепловых сетей на 2021г.

Замена стальных труб с минераловатной изоляцией, на трубы стальные в пенополиуретановой изоляции с наружным диаметром 426 мм., протяженностью 396 м; диаметром 219мм, протяженностью 292 м; диаметром 159 мм, протяженностью 276 м; диаметром 108мм, протяженностью 134 м.

От г.Дюртюли, ул. Ленина, ЦТП 1 до г.Дюртюли, ул. Ленина, НГДУ, ад. здание: ожидаемая экономия- 97.9 Гкал

От г.Дюртюли, ул Садовая 9 до г. Дюртюли, ул Садовая 1: ожидаемая экономия- 105.2 Гкал

Суммарная экономия энергетических ресурсов в сопоставимых условиях к 2021 г. составит:

- 1) топлива, тепловой энергии – 147560.3 м³;
- 2) электроэнергии – 13256,5 кВт.;
- 3) теплоносителя – 8 тыс. м³,

10.Критерий доступности для населения платы за коммунальные услуги на территории городского поселения г. Дюртюли на 2017 год

Оценка доступности для граждан городского поселения муниципального района Дюртюлинский район Республики Башкортостан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги, проводится исходя из проектов тарифов на прогнозный 2016 год в соответствии с Методическими указаниями по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги, утвержденными приказом Министерства [регионального развития](#) Российской Федерации от 23 [августа 2010](#) года № 378, постановления Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам от 4 апреля

2011 года №53 «Об установлении показателей критериев доступности для населения платы за коммунальные услуги на территории Республики Башкортостан».

Доступность для граждан платы за коммунальные услуги определяется на основе системы критериев доступности для населения платы за коммунальные услуги, в которую включаются следующие критерии доступности:

- 1.доля расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи;
- 2.доля населения с доходами ниже прожиточного минимума;
- 3.уровень собираемости платежей за коммунальные услуги;
- 4.доля получателей субсидий на оплату коммунальных услуг в общей численности населения.

Средние значения критериев доступности для граждан
платы за коммунальные услуги,
в соответствии с Приложением № 2 Методических указаний

Критерий	Уровень доступности %		
	высокий	доступный	недоступный
Доля расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи, %	до 7,2	от 7,2 до 8,6	свыше 8,6
Доля населения с доходами ниже прожиточного минимума, %	до 8	от 8 до 12	свыше 12
Уровень собираемости платежей за коммунальные услуги, %	свыше 92	от 85 до 92	ниже 85
Доля получателей субсидий на оплату коммунальных услуг в общей численности населения	не более 10	от 10 до 15	свыше 15

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ:

1. Показатель «доля расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи» определяется по формуле:

$$Др = \frac{Q_{общ}}{12 \cdot D_{ср} \cdot Ч_{общ}} \cdot 100$$

(1)

где

Др – доля расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи, %;

$Q_{\text{общ}} = 555\,307,068$ тыс.руб. (расчет выполнен в Таблице № 1) – общий прогнозируемый совокупный платеж граждан за все потребляемые коммунальные услуги (холодное и горячее [водоснабжение](#), водоотведение, электроснабжение, [газоснабжение](#) (в том числе поставки бытового газа в баллонах), отопление ([теплоснабжение](#), в том числе поставки твердого топлива при наличии печного отопления));

$Ч_{\text{общ}} = 32,033$ тыс.чел. – численность населения муниципального района (по прогнозным данным социально-экономического развития муниципального района на среднесрочный (до 2018 года) и долгосрочный (до 2030г.) периоды);

$Д_{\text{ср.}} = 16843$ руб./человека в месяц – среднедушевой доход населения МР Дюргюлинский район (по данным отдела экономики и предпринимательства МР Дюргюлинский район РБ прогнозные данные на 2016год);

12- число месяцев в году.

$$Д_{\text{р}} = 555\,307,068 : (12 * 16843 * 32,033) * 100 = 8,57$$

2. Показатель «доля населения с доходами ниже прожиточного минимума» определяется по формуле:

$$D_n = \frac{Ч_{\text{нпм}}}{Ч_{\text{общ}}} \cdot 100 \quad (2)$$

где

$Ч_{\text{нпм}} = 2,600$ тыс. чел. – прогнозируемая численность населения с доходами ниже прожиточного минимума в МР Дюргюлинский район РБ;

$Ч_{\text{общ}} = 32,033$ тыс. чел. – общая прогнозируемая численность населения МР;

$$D_n = 2,600 : 32,033 * 100 = 8,1$$

3. Показатель «уровень собираемости платежей за коммунальные услуги» рассчитывается как отношение оплаченных и начисленных значений платы за коммунальные услуги в каждом году (используются статистические данные формы 22-ЖКХ (сводная)).

$$K_{\text{сп}} = \text{ОП} / \text{НП} * 100$$

По данным за 2015 год:

НП (начислено), тыс.руб.	ОП (оплата), тыс.руб.	% уровень собираемости платежей за коммунальные услуги
344977,9	338077,4	98

4. Показатель «доля получателей субсидий на оплату коммунальных услуг в общей численности населения» определяется по формуле:

$$ДС = \frac{K_{сем} \cdot Ч_{пс}}{Ч_{общ}} \cdot 100$$

(3)

где

ДС – прогнозируемая доля получателей субсидий на оплату коммунальных услуг в общей численности населения муниципального

образования, %;

Ч_{пс} = 1480 семья – прогнозируемая численность семей, претендующих на получение субсидий (по данным отдела экономики и предпринимательства МР Дюртюлинский район РБ прогнозные данные на 2016год));

К_{сем} = 2,640 – средний по МР коэффициент семейности (по данным статотчетности №1-жилфонд МР Дюртюлинский район РБ: домовладений – 2582 ед., 9034-квартир, поэтому 32033чел./12132 = 2,64).

Ч_{общ} = 32 033 чел. – общая прогнозируемая численность населения МР;

$$ДС = 2,64 \cdot 1480 : 32033 \cdot 100 = 12,75$$

Исполнитель :Гареев И.Р.

8(34787)-21070

Показатели

критериев доступности для граждан платы за коммунальные услуги

в ГП г. Дюртюли

(наименование муниципального района (городского округа)

Республики Башкортостан

№ п/ п	Критерий	Уровень доступности, %		
		высокий	доступный	недоступный
1	Доля расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи		8,57	

2	Доля населения с доходами ниже прожиточного минимума		8,1	
3	Уровень собираемости платежей за коммунальные услуги	98		
4	Доля получателей субсидий на оплату коммунальных услуг в общей численности населения		12,75	

Вывод: доступная плата за коммунальные услуги населения муниципального района Дюртюлинский район Республики Башкортостан

Исполнитель :Гареев И.Р.

8(34787)-21070

