



СОСТАВ ПРОЕКТА

I. Утверждаемая часть

II. Обосновывающие материалы

Глава 1. «Существующие положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Глава 2. «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

Глава 3. «Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа».

Глава 4. «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой нагрузки».

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

Глава 6. «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

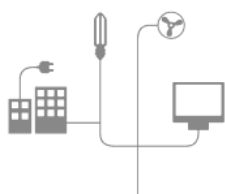
Глава 7. «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, и сооружений на них».

Глава 8. «Перспективные топливные балансы».

Глава 9. «Оценка надежности теплоснабжения».

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

Глава 11. «Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации».



Оглавление

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	3
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	25
ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	27
ГЛАВА 4. «ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ»	44
ГЛАВА 5. «ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ»	44
ГЛАВА 6. «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ»	44
ГЛАВА 7. «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ»	45
ГЛАВА 8. «ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ»	46
ГЛАВА 9. «ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ»	46
ГЛАВА 10. «ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ»	48
ГЛАВА 11. «ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ»	48





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

1.1. Функциональная структура теплоснабжения п. Тарма.

п. Тарма

Общая характеристика п. Тарма:

Поселок Тарма входит в состав Братского района Иркутской области, расположен в 40 км от г. Братска на берегу Братского водохранилища. Население поселка составляет 1,2 тыс. чел

Система теплоснабжения представляет собой сочетание централизованной и децентрализованной систем.

Объекты общественно-делового назначения подключены к централизованной системе теплоснабжения. Источником теплоснабжения является «Центральная» котельная с установленной мощностью 1,08 Гкал/ч, Топливом «Центральной» котельной п. Тарма является Азейский природный уголь, резервное топливо не предусмотрено. Среднесуточный расход топлива за отопительный период составляет 2875 кг. Уголь доставляется на котельную автотранспортом.

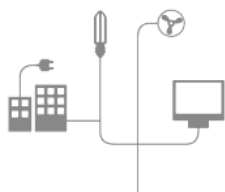
Теплоснабжение индивидуальной и малоэтажной жилой застройки осуществляется от печей. Топливом являются дрова.

Централизованное теплоснабжение есть только у зданий административно-социальных объектов поселка. Система теплоснабжения выполнена в 2-х трубном исполнении, с расчетным температурным графиком 95/70°C. Работает только в отопительный период. ГВС нет. Перепад геодезических высот в системе теплоснабжения составляет 25 м.

Магистральные тепловые сети диаметром 57-133 мм, общей протяженностью 1,1 км

Расчетная температура для проектирования отопления принята -40°C, продолжительность отопительного сезона составляет 249 суток.

Собственником «Центральной котельной» является Тарминское МО, обслуживание системы теплоснабжения производит МУП «Тарминское»



Функциональная схема централизованного теплоснабжения п. Тарма представлена на рис.1.1.1

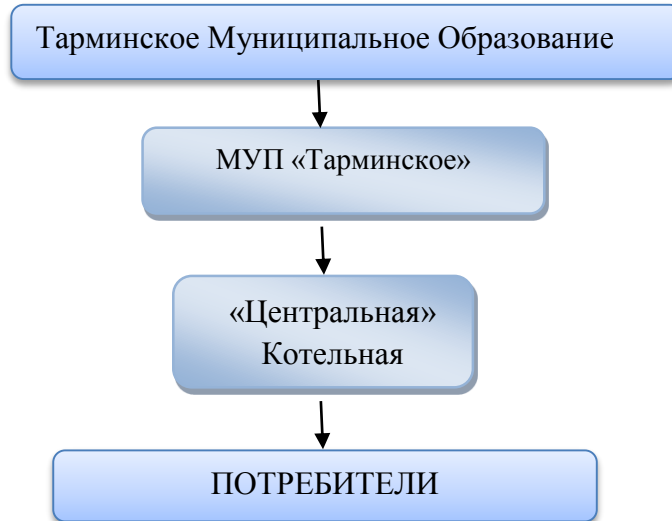
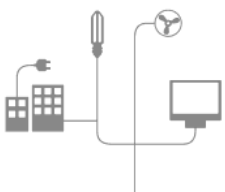


Рисунок 1.1.1



1.2. Источники тепловой энергии.

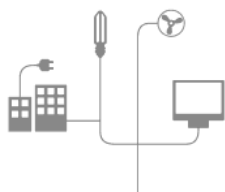
На территории МО Тарминское имеется одна блочно-модульная котельная, расположенная по адресу: Иркутская область, Братский район, п. Тарма, ул. Дружбы, 19. Обслуживание системы теплоснабжения производит МУП «Тарминское»

Теплоисточник был введен в эксплуатацию в 2002 г. и состоит из двух отдельных модульных блоков КМТ 1,25 производства ОАО «Сибтепломаш» г. Братск, в которых расположено котельное и насосное оборудование, а так же бытовые и вспомогательные помещения. Габариты модульного блока составляют 18,5х3,28х3,8 м. На территории «Центральной» котельной имеется топливо подготовительная площадка и открытый склад топлива.

Фотография котельной представлена на рисунке 1.2.1.



Рисунок 1.2.1





Основные характеристики «Центральной» угольной котельной представлены в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2

№	Теплоисточник	Уст. Мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность Гкал/час	Кол-во котлов	Тип котлов	Топливо	Расход топлива т/год	Темп. график, °С
1	Котельная Центральная	2,16	1,08	2	КВм-1,25-115	Уголь	716,3	95/70

В каждом модульном блоке установлен один котел КВм-1,25-115 с механической топкой ТШПм-1,45 КБ производства ОАО «Сибтепломаш» г. Братск. Общая установленная мощность теплоисточника составляет 2,16 Гкал/час.

Технические характеристики котла представлены в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3

Наименование показателя	Значение
Марка котла	КВм-1,25-115
Производительность, Гкал/ч	1,08
Рабочее давление воды, МПа	0,6
Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	95
Расчетный КПД, %	81
Срок службы, лет, не менее	10

По паспортным характеристикам котла, срок его службы составляет 10 лет, в настоящее время в рабочем состоянии находится два теплогенератора. Серьезных аварий не было. Котлы запустили в 2004 и 2008 году, следовательно их рабочий потенциал еще не исчерпан. Один котел находится в рабочем состоянии, один в резерве, который подключают, когда мощности действующего котлоагрегата не хватает, в зависимости от погодных условий, согласно температурному графику котельной. Данные о годах установке котлового оборудования и его ремонту представлены в таблице 1.2.4.

Таблица 1.2.4

№ п/п	Наименование источника	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Состояние
1	«Центральная» котельная	КВм-1,25-115	2004	Отсутствует	Рабочее
2		КВм-1,25-115	2008	Отсутствует	Резерв

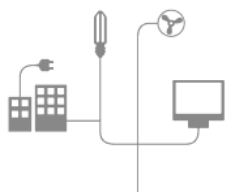


Схема отпуска тепловой энергии прямая стандартная для котельных, оборудованных водогрейными котлами, и состоит из трубопровода прямой сетевой воды, обратной сетевой воды и насосной группы.

Установленные сетевые насосы обеспечивают необходимый расход сетевой воды и напор, достаточный для покрытия местных сопротивлений, имеющих на теплосетях, потерь напора за счет шероховатости и обеспечения необходимого напора перед потребителями.

Насосная группа каждого модульного блока состоит из двух сетевых насосов типа КМ 100-65-200 и КМ 80-50-200. Восполнение потерь теплоносителя осуществляется подпиточным насосом КМ 65-50-160.

Технические характеристики насосов представлены в таблице 1.2.5.

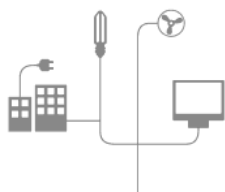
Таблица 1.2.5

Насосы	1	2	3	4	5	6
Марка насоса	КМ 100-65-200	КМ 80-50-200	КМ 65-50-160	КМ 100-65-200	КМ 80-50-200	КМ 65-50-160
Тип насоса	сетевой	сетевой	подпит.	сетевой	сетевой	подпит.
Год установки	2003	2002	2003	2003	2002	2003
Производительность м ³ /ч.	100	50	25	100	50	25
Напор, м. в. ст.	50	50	32	50	50	32
Мощность, эл. двиг., кВт	30.0	15.0	5.5	30.0	15.0	5.5
Число оборотов об./мин.	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Состояние	работа	резерв	работа	резерв	резерв	резерв

Водоснабжение осуществляется из центрального водопровода через бак запаса холодной воды объемом 23 м³. Химводоподготовка подпиточной воды не производится. По данным лабораторных анализов общая жесткость воды составляет 8,5 мг/экв. л.

На каждый модульный блок установлен дымосос ДН9/1000 (11кВт) и дутьевой вентилятор ВЦ 14-46 №2,5 (5,5 кВт).

Углеподача осуществляется двумя скиповыми подъемниками СП-400 на каждый модульный блок отдельно. Шлакозолоудаление состоит из скребкового конвейера общего на две КМТ-1,25.



Расчетные тепловые нагрузки котельной «Центральная» представлены в таблице 1.2.6.

Таблица 1.2.6

Тепловой потребитель	Мощность, Гкал/ч					Выработка, Гкал		
	Макс	%	Ср. час	%	Макс. лет.	Отопит. пер.	Летн. пер.	Всего за год
ВСЕГО:	0,485	100	0,223			1321		1321
Жилые здания	0,010	2	0,005			28		28
-отопление	0,009	2	0,005			27		27
-ГВС	0,000	0	0,000			1		1
Нежилые здания	0,309	64	0,139			822		822
-отопление	0,300	62	0,135			800		800
-ГВС	0,009	2	0,004			22		22
Потери в сетях	0,151	31	0,073			431		431
-от наруж. охлаж.	0,149	31	0,071			421		421
-с утечками	0,003	1	0,02			10		10
СИ теплоисточника	0,015	3	0,07			40		40

Характеристика системы теплоснабжения от котельной центральная п. Тарма.

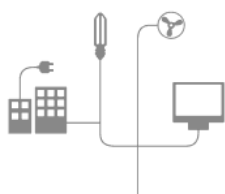
Потребители тепловой энергии.

В рассматриваемой системе теплоснабжения на долю жилых потребителей приходится 69 м², отапливаемых площадей и на долю нежилых потребителей 4191 м² соответственно. Общая отапливаемая площадь составляет 4260 м².

Нормативные характеристики теплопотребления от котельной «Центральная» представлены в таблице 1.2.7.

Таблица 1.2.7

Характеристика	Ед. изм.	Тепловые потребители		
		жилые здания	нежилые здания	всего
Общая отапливаемая площадь	м ²	69	4191	4260
Количество жителей	чел.	1		
Расчетная тепловая нагрузка, всего:	Гкал/ч	0.01	0.31	0.32
-отопление	Гкал/ч	0.01	0.30	0.31
-ГВС	Гкал/ч	0.00	0.01	0.01
Потребление тепла, всего:	Гкал/год	28	822	851
-отопление	Гкал/год	27	800	827
-ГВС(летом ГВС нет)	Гкал/год	1	22	24
Норма отопления на 1 м ² , всего:	Гкал(м ² год)	0.40	0.19	0.19
отопление	Гкал(м ² год)	0.40	0.19	0.19
Норма ГВС на одного человека	Гкал(чел год)	01.фев		

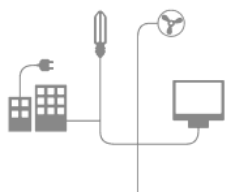


Расчетная максимальная тепловая нагрузка потребителя составляет 0.32 Гкал/час. Годовое потребление тепла составляет 851 Гкал/год. Средняя норма расхода тепловой энергии на отопление 1 м² площади жилых зданий составляет 0.40 Гкал (м² год) и нежилых зданий 0.19 Гкал (м² год)

Фотография водогрейного котла «Центральной» котельной представлена на рисунке 1.2.8.



Рисунок 1.2.8.

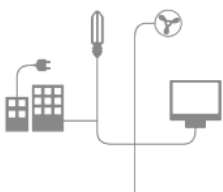




Фотография насосов «Центральной» котельной представлена на рисунке 1.2.9.



Рис. 1.2.9.

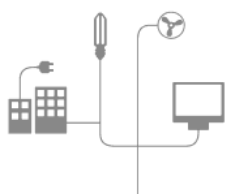


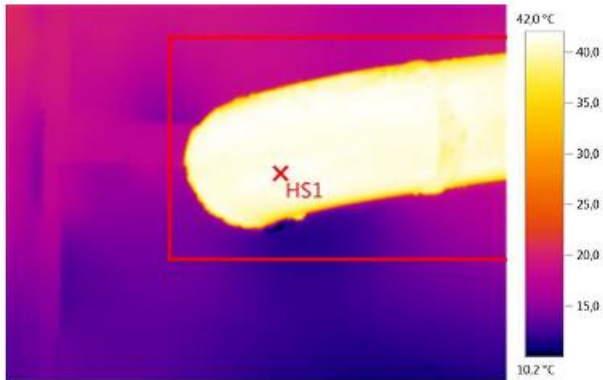
Тепловизионное обследование проводится для выявления скрытых дефектов и теплопотерь в источнике тепловой энергии. Метод тепловизионного контроля основан на дистанционном измерении и регистрации тепловизором температурных полей наружных поверхностей исследуемых элементов с применением тепловизора Testo 885-2. Основные технические характеристики прибора приведены в таблице 1.2.10.

Таблица 1.2.10

Наименование характеристики	Диапазон измерений
Пространственное разрешение	1.7 мрад
Температурная чувствительность (NETD)	<30 мК при 30°C
Тип детектора	FPA 320 x 240 пикселей, a.Si
Частота обновления кадра	9 Гц
Диапазон измеряемых температур	-20...+350
Предел допускаемой погрешности абсолютной $\leq 100^{\circ}\text{C}$ относительной $\geq 100^{\circ}\text{C}$	$\pm 2^{\circ}\text{C}$ $\pm 2\%$
Влажность воздуха	20% ... 80% без конденсации
ЖК-дисплей	сенсорный ж/к дисплей 4.3", 480x272 пикселей
Температура работы	-20°C до+ 50°C
Заводской номер	02363645

Измерения проводились 09.11.2013, при температуре наружного воздуха -17°C , средняя температура внутри «Центральной» котельной составляет 25°C , в соответствии с ГОСТ 26629-85. В отчет по результатам исследований включены кадры, наиболее ярко и полно отражающие состояние обследуемых поверхностей оборудования центральной котельной п. Тарма, Результаты тепловизионного обследования оборудования центральной котельной п. Тарма представлены в термограммах № 1.2.11, 1.2.12, и 1.2.13.





Параметры изображения:

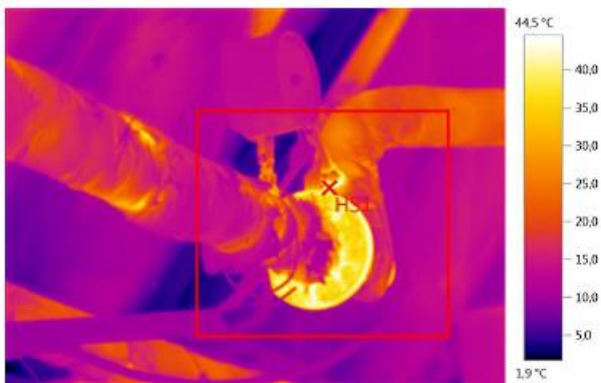
Коэффициент излучения: 0,93
Отраж. темп. [°C]: 9,0

Выделение изображений:

Измеряемые объекты	Темп. [°C]	Излуч.	Отраж. темп. [°C]	Примечания
Самая теплая точка 1	42,0	0,93	9,0	-

Термограмма 1.2.11.

Комментарии к термограмме 1.2.11, выявлено отсутствие теплоизоляции на обратном трубопроводе, что приводит к дополнительным потерям тепловой энергии в обратной магистрали.



Параметры изображения:

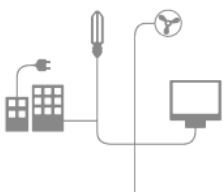
Коэффициент излучения: 0,93
Отраж. темп. [°C]: 9,0

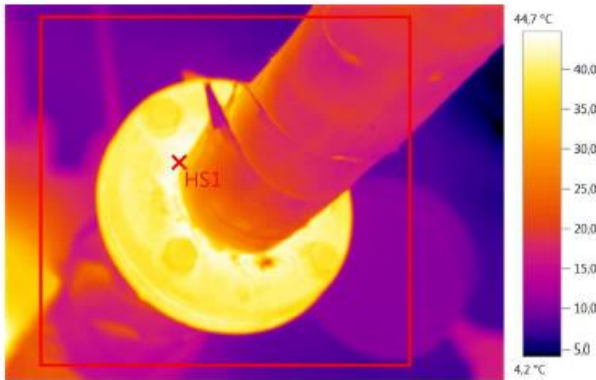
Выделение изображений:

Измеряемые объекты	Темп. [°C]	Излуч.	Отраж. темп. [°C]	Примечания
Самая теплая точка 1	44,5	0,93	9,0	-

Термограмма 1.2.12.

Комментарии к термограмме 1.2.12, выявлено отсутствие теплоизоляции на обратном трубопроводе, что приводит к дополнительным потерям тепловой энергии в обратной магистрали.





Параметры изображения:

Кэффициент излучения: 0,93
Отраж. темп. [°C]: 9,0

Выделение изображений:

Измеряемые объекты	Темп. [°C]	Излуч.	Отраж. темп. [°C]	Примечания
Самая теплая точка 1	44,7	0,93	9,0	-

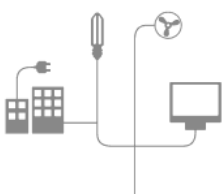
Термограмма 1.2.13.

Комментарии к термограмме 1.2.13.: выявлено отсутствие теплоизоляции на обратном трубопроводе, что приводит к дополнительным потерям тепловой энергии в обратной магистрали.

Руководствуясь положениями СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» и СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», по термограммам, полученным в результате проведения тепловизионного и визуального обследования, можно сделать следующий вывод:

Вывод: в ходе проведенного тепловизионного обследования котельной дефектов, способствующих потерям тепла, в конструкции котла выявлено не было

Согласно СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов», при проектировании тепловой изоляции оборудования и трубопроводов тепловых пунктов должны выполняться требования СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», а также требования к тепловой изоляции, содержащиеся в других действующих нормативных документах.



1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.

Структура тепловых сетей состоит из подающих и обратных трубопроводов, тепловых камер, тепловых узлов и потребителей тепловой энергии п. Тарма с зависимой системой присоединения. Центральные тепловые пункты на теплосетях отсутствуют. В качестве теплоносителя для оказания услуг по отоплению используется горячая вода.

Тепловая сеть п. Тарма введена в эксплуатацию в 2002 г. Расчетное давление в сети составляет 4,8 МПа (кгс/см²), расчетный температурный график – 95/70°С.

Способы прокладки трубопроводов тепловых сетей по п. Тарма: подземная и надземная. Водяные тепловые сети выполнены в двухтрубном исполнении с диаметром труб от 32 до 100 мм, протяженностью 2,95 км. Подземные тепловые сети проложены в железобетонных и деревянных непроходных каналах.

Протяженность тепловой сети от котельной «Центральная» (2-х трубном исполнении, м.), представлена в таблице 1.3.1.

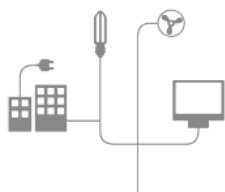
Таблица 1.3.1

Диаметр трубопровода, мм.	Тип прокладки			Всего
	непрох. каналы	бесканальная	надземная	
Всего:	311	0	821	1132
25	0	0	4	4
32	123	0	125	248
50	19	0	0	19
80	0	0	231	231
100	169	0	461	630

Результаты расчета нормативного расхода сетевой и подпиточной воды, а так же нормативных потерь от наружного охлаждения и утечек теплоносителя в тепловых сетях представлены в таблице 1.3.2.

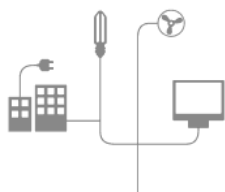
Таблица 1.3.2

Теплопотери	Гкал/ч			Гкал/год		
	Макс.	Сред. час	Макс. Лет.	Отопит. пер.	Летн. Пер.	Всего за год
Потери в сетях, всего:	0.150	0.072	0.000	426	0	426
от наружного охлаждения	0.147	0.070	0.000	416	0	416
с утечками	0.02	0.02	0.000	10	0	10



Тепло для отопления отпускается потребителям в горячей воде по температурному графику 95/70⁰С. Регулирование температуры сетевой воды производится в зависимости от температурного графика и температуры наружного воздуха. Горячее водоснабжение отсутствует.

Установленные сетевые насосы обеспечивают необходимый расход сетевой воды и напор, достаточный для покрытия местных сопротивлений, имеющих на теплосетях, потерь напора за счет шероховатости и обеспечения необходимого напора перед потребителями.



Характеристики тепловых сетей от теплоисточника указаны в табл. 1.3.3. Данные получены в результате визуального обследования тепловых сетей, потребителей, источников и расчетов в ГИРК «ТеплоЭксперт-4.0».

Таблица 1.3.3

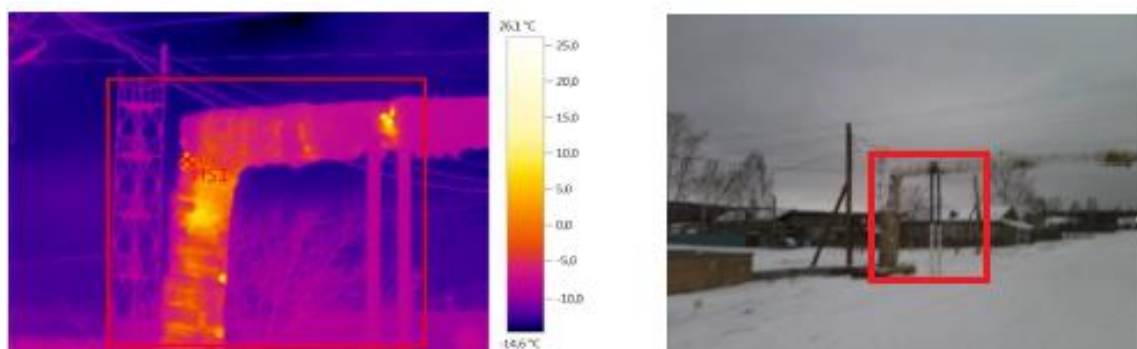
№	Источник тепловой энергии	Вид т/н-ля	Протяженность тепловых сетей, м	Температурный график, °С	Давление в под/обр, м
1	Котельная Центральная	вода	2295	95/70	60/40

Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по диаметрам:

- Трубопроводы диаметром 32 мм – 196,32 м (8,55%);
- Трубопроводы диаметром 39 мм – 100,08 м (4,36%);
- Трубопроводы диаметром 41 мм – 121,4 м (5,29).
- Трубопроводы диаметром 50 мм – 119,2 м (5,19%);
- Трубопроводы диаметром 82 мм – 543,9 м (23,7%);
- Трубопроводы диаметром 100 мм – 1214,16 м (52,90%);

Тепловизионное обследование проведено с целью выявления скрытых дефектов и теплопотерь в тепловых сетях.

В отчет по результатам исследований включены кадры, наиболее ярко и полно отражающие состояние обследуемых поверхностей тепловой сети от котельной поселка Тарма. Результаты тепловизионного обследования тепловой сети представлены в термограмме №1.3.4



Параметры изображения:

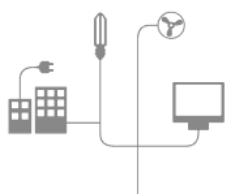
Коэффициент излучения: 0,93
Отраж. темп. [°C]: 9,0

Выделение изображений:

Измеряемые объекты	Темп. [°C]	Излуч.	Отраж. темп. [°C]	Примечания
Самая теплая точка 1	28,1	0,93	9,0	-

Термограмма 1.3.4

Комментарии к термограмме 1.3.4: на термограмме отчетливо видны тепловые потери, отсутствует тепловая изоляция трубопровода. В целом состояние тепловых сетей удовлетворительное.



1.4. Описание зон действия источников тепловой энергии.

Зоны действия источников тепловой энергии представлены в табл. 1.4.1.

Таблица 1.4.1

№	Источник	Зона действия
1	Котельная «Центральная»	Ул. Школьная, ул. Дружбы, ул. 1-я Нагорная.

Теплоснабжение территории п. Тарма, не попадающей в зоны действия котельной, осуществляется от индивидуальных источников.

1.5. Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии.

Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха основные характеристики потребителей представлены в приложении №1.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

Из данных таблицы 1.6.1 можно сделать вывод, что располагаемой мощности котельной хватает для покрытия текущих нагрузок потребителей. Баланс тепловой мощности и нагрузки по котельным, приведен в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1

№	Наименование источника	Уст мощность, Гкал/ч	Расп мощность, Гкал/ч	Присоед тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепл мощн нетто, Гкал/ч
1	Котельная Центральная	2,16	1,08	0,22	0,86
Итого по котельным		2,16	1,08	0,22	0,86

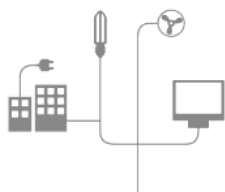
1.7. Балансы теплоносителя.

В качестве теплоносителя от теплоисточников используется сетевая вода с расчетным температурным графиком 95/70⁰С. Подача воды в отопительную систему осуществляется сетевыми насосами.

Система теплоснабжения от котельной зависимая, ГВС отсутствует. Согласно предоставленным данным администрацией п. Тарма, водоподготовка на котельных отсутствует. Балансы теплоносителя представлены в таблице 1.7.1.

Таблица 1.7.1

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Год	Годовые затраты теплоносителя, куб.м				Всего
			С утечкой	Технологические затраты			
				на пусковое заполнение	на регламентные испытания	со всего	





		2013	0.0073	0,0	0	0,0	0	0.0073
--	--	------	--------	-----	---	-----	---	--------

Система теплоснабжения п. Тарма осуществляется как централизованно – от отопительной котельных, так и децентрализованно – от индивидуальных теплогенераторов, работающих, преимущественно, на электричестве, угле, дровах.

Схема подключения потребителей к системе теплоснабжения – зависимая (при расчетном температурном графике отпуска тепла - 95/70 °С.)

Утвержденный температурный график работы котельной представлен на рисунке 1.7.2

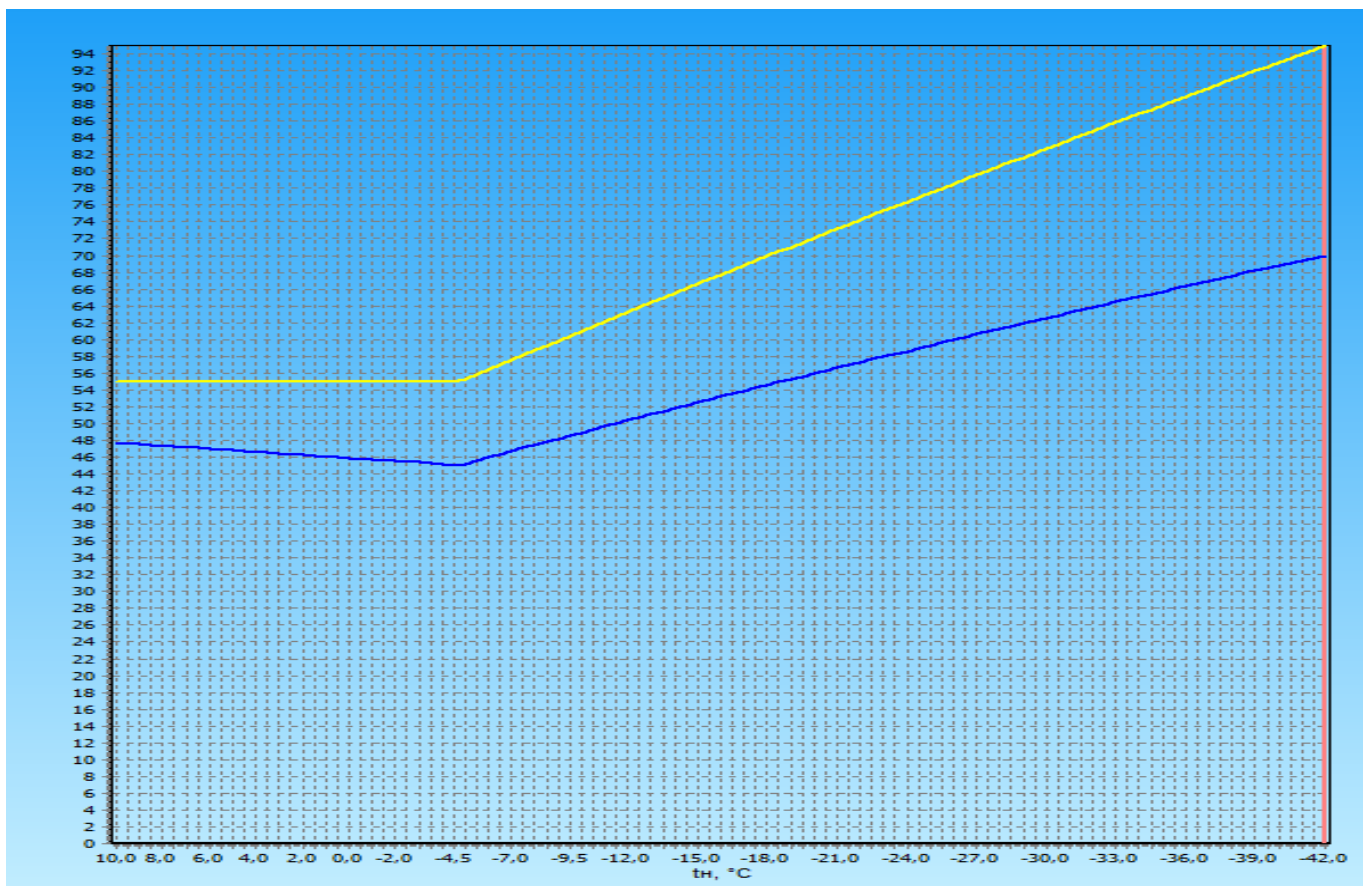
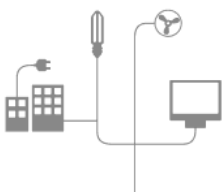


Рисунок 1.7.2. Утвержденный температурный график работы котельной.



1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

Основным топливом для «Центральной» котельной п. Гарма является уголь. Резервного топлива нет. Фактический годовой расход топлива «Центральной» котельной представлен в таблице 1.8.1

Таблица 1.8.1

№	Теплоисточник	Кол-во котлов	Тип котлов	Топливо	Расход топлива м ³ /год	Темп. график, °С
1	Котельная Центральная	2	КВм-1,25-115	уголь	716,3	95/70

1.9. Надежность теплоснабжения.

Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

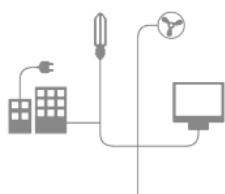
Способность действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, определяются по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы установлены СНиП 41-02-2003 для:

- источника теплоты $P_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $P_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $P_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $P_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Администрацией МО не представлена исходная информация для расчета показателей надежности:

- средневзвешенная частота отказов за периоды эксплуатации: от 1 до 3 лет; от 3 до 17 лет; от 17 лет и выше.
- средневзвешенная продолжительность ремонта;
- средневзвешенная продолжительность ремонта в зависимости от диаметра участка тепловой сети.



Централизованное теплоснабжение п. Тарма осуществляется от одной котельной. Оба котла «Центральной» котельной находятся в рабочем состоянии. Схема тепловых сетей радиально-тупиковая, резервирование и закольцовывание сети отсутствуют, следовательно – уровень надежности теплоснабжения не высок. Данные о количестве аварий на сетях во время отопительного сезона отсутствуют.

Данные о годах установке котлового оборудования и его ремонту представлены в таблице 1.9.1.

Таблица 1.9.1

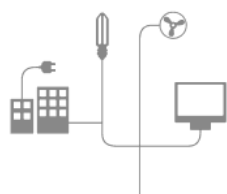
№ п/п	Наименование источника	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Состояние
1	"Центральная" котельная	КВм-1,25-115 КВм-1,25-115	2004 2008		Рабочее Резерв

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающей организации.

Техничко-экономические показатели работы котельной «Центральная» п. Тарма представлены в табл. 1.10.1:

Таблица. 1.10.1

Техничко-экономические показатели:	2013
Годовая выработка тепла, Гкал/год	1321
Низшая теплота сгорания, ккал/кг	3820
Среднегодовой КПД котельной, %	55
Годовой расход топлива, т/год	569,0
Годовой расход электроэнергии котельной, тыс. кВт. ч/год	165,0
Годовой расход воды, тыс. м ³ /год	0,04

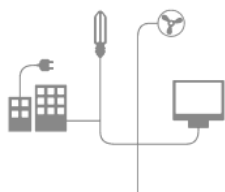


1.11. Цены (тарифы) на тепловую энергию.

Расчет стоимости покупной энергии на технологические цели на 2013 год по котельной п. Тарма сведен в таблицы 1.11.1 и . 1.11.2.

Таблица 1.11.1

п/п	Наименование поставщика	Объем покупной энергии, млн. кВт.ч (тыс. Гкал)	Расчетная мощность, тыс. кВт (Гкал/ч)	Тариф			Затраты на покупку, тыс.руб.		
				Одноставочный	Двухставочный		энергии	мощности	всего
					руб./т. кВт.ч (руб./Гкал)	Ставка за мощность, руб./т. кВт.ч (руб./Гкал)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Базовый период									
	Электроэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1	оптовый рынок								
1.2	поставщик 1								
1.3	...								
...									
	Теплоэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1	ОАО "ИЭСК"	0,17364 3		2,041			354,4 1	0,00	354,4 1
1.2	поставщик 2								
1.3	...								
...									
3.	Итого	0,17364 3		2,041			354,4 1	0,00	354,4 1

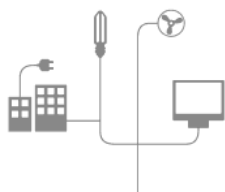




Период регулирования

Таблица 1.11.2

	Электроэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	оптовый рынок								
1.2.	поставщик 1								
1.3.	...								
...									
	Теплоэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	ОАО "ИЭСК"	0,173643		2,288			397,30	0,00	397,30
1.2.	поставщик 2								
1.3.	...								
...									
3.	Итого	0,173643		2,288			397,30	0,00	397,30





1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системе теплоснабжения п. Тарма.

В системе централизованного теплоснабжения п. Тарма существуют следующие проблемы, препятствующие надежному и экономичному функционированию системы:

1. Проблемы на источнике тепла - котельной Центральной:

1) Производительность сетевых насосов значительно превышает расчетный расход. Вследствие этого отмечается большое фактическое электропотребление, что характерно для малых котельных. Это объясняется тем, что сетевой насос прокачивает через сеть расход, в несколько раз превышающий расчетный, что и приводит к сверхнормативному потреблению электроэнергии. Следовательно для снижения затрат на электроэнергию необходимо заменить насосное оборудование на соответствующее подключенной нагрузке.

2) Отсутствует водоподготовка в котельной, а значит от жесткой воды страдают котельные установки, приходится сталкиваться с проблемами накипи и коррозии.

3) Отсутствие резервного топлива.

4) Отсутствие ведения статистики по авариям на тепловых сетях и теплоисточниках, что не дает возможности реальной оценки их состояния;

2. Проблемы тепловой сети

1) Повышенный физический износ тепловых сетей

2) Коррозия труб

3) Обветшание теплоизоляции:

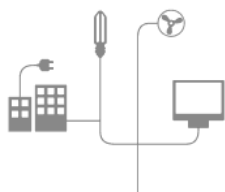
Часть участков тепловых сетей отработала нормативный срок эксплуатации, что при дальнейшей эксплуатации увеличивает вероятность возникновения отказов и прорывов на тепловых сетях и соответственно ведет к снижению надежности и эффективности теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

Отсутствие закольцованности системы теплоснабжения, что при возникновении аварии на каком-либо участке сети, приведет к отключению от тепла всех потребителей.

Для резервирования теплоснабжения на аварийном участке могут быть использованы радиально-кольцевые сети, которые отличаются от радиальных устройством двух перемычек между радиальными магистралями.

В качестве теплоизоляции труб тепловых сетей п. Тарма используется минеральная вата. Рекомендуется замена теплоизоляции, так как потери тепла выше нормативных.

Тепловые сети, проложенные под землей, не подвергались диагностики длительное время, а значит действительный износ трубопроводов неизвестен. Данные об авариях и ремонте не предоставлены.



ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.

В 2013 году, по заданию Администрации Тарминского муниципального образования разработан генеральный план п. Тарма. Расчетный срок генерального плана определен на 2032 год.

Мероприятия по развитию системы теплоснабжения Тарминского муниципального образования предусмотрены в соответствии с требованиями СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий», СНиП II-35-76* «Котельные установки».

Климатические данные для расчета тепловых нагрузок приняты в соответствии со СНиП 23-01-99* "Строительная климатология":

- расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции – минус 43 °С;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период – минус 8,6 °С;
- продолжительность отопительного периода – 249 сутки.

п. Тарма

На территории п. Тарма предусматривается использование сочетания централизованной и децентрализованной системы теплоснабжения.

Существующая котельная в связи с новой планировочной структурой подлежит демонтажу. Для теплоснабжения общественной застройки центральной части поселка предусматривается строительство газовой котельной. Расчетная тепловая нагрузка проектируемой котельной составит 0,83 Гкал/ч, в том числе:

- на отопление и вентиляцию – 0,81 Гкал/ч;

Расчетная мощность котельной с учетом собственных нужд, утечек и потерь в тепловых сетях составит 0,89 Гкал/ч.

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. Схема подключения потребителей к системе теплоснабжения – зависимая. Расчетный температурный график отпуска тепла - 95/70 °С.

Теплоснабжение индивидуальной и малоэтажной жилой застройки, а также объектов общественно-делового назначения, не подключенных к котельной, предусматривается от автономных источников - индивидуальных газовых котлов.

Основные показатели теплоснабжения Тарминского муниципального образования приведены ниже в таблице 2.1.

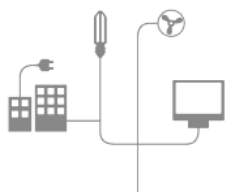




Таблица 2.1

№	Наименование	Теплопотребление, Гкал/ч				Теплопотребление, Гкал/год
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма	
1	п. Тарма	3,055	0,347	0,443	3,845	11879
	в том числе:					
	централизованное теплоснабжение	0,48	0,33	0,02	0,83	1959
	децентрализованное теплоснабжение	2,575	0,017	0,423	3,015	9920

Примечание:

- 1) расчёт теплопотребления выполнен для жилищно-коммунального сектора;
- 2) тепловая нагрузка дана без учёта собственных нужд котельных, утечек и тепловых потерь в сетях.

Магистральные тепловые сети диаметром 57-133 мм общей протяженностью 1,1 км предусматривается проложить совместно с водопроводом.

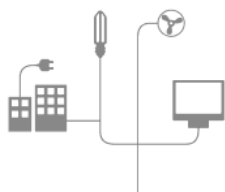
Для обеспечения муниципального образования системой теплоснабжения надлежащего качества на расчетный срок предусмотрены следующие мероприятия:

- строительство газовой котельной расчетной мощностью 0,89 Гкал/ч;
- строительство сетей теплоснабжения общей протяженностью 1,1 км.

В целях сохранения природных ресурсов и обеспечения улучшения состояния окружающей природной среды на территории Тарминского муниципального образования рекомендуется рассмотреть альтернативные источники энергии. В качестве источников теплоснабжения для потребителей могут стать солнечные водонагреватели, тепловые насосы и т.д. Они могут быть использованы совместно с котельной на газе для теплоснабжения потребителей (административных и общественных зданий, индивидуальной и малоэтажной жилой застройки). Однако для использования таких источников необходимо провести изучение их потенциала на данной территории, а так же выполнить экономическое обоснование окупаемости их внедрения.

В соответствии с проектными решениями, определен перечень планируемых для размещения объектов местного значения поселения:

- котельная - 1 объект.





ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Электронная модель системы теплоснабжения поселения (далее – Модель) разработана на базе программного обеспечения «Теплоэксперт-4.0». Графическая схема теплоснабжения, а также таблицы и паспорта объектов, представленные в этом отчете, являются прямыми результатами, полученными с помощью Модели.

Работа с моделью в "ТеплоЭксперт-4.0" позволяет:

- воссоздавать (с помощью встроенных средств редактирования) и отображать на экране компьютера схему тепловой сети, изменяя конфигурацию и добавляя новые элементы. Благодаря "оживлению" схемы, в любой момент и в любом масштабе с помощью щелчка мыши можно получить всю интересующую информацию о любом элементе схемы подачи теплоносителя (участок, узел, тепловая камера, потребитель);

- моделировать реальную схему включения и сопряжения разнородных потребителей и заносить все данные по каждому из них;

- устанавливать граничные параметры фактического температурного режима с отображением его в графическом или табличном виде во всем диапазоне изменения температур наружного воздуха, а также исследовать состояние системы в условиях недогрева теплоносителя на источнике теплоснабжения;

- получать графические и табличные данные о фактическом распределении потоков теплоносителя в ветвях и узлах системы, а так же и у потребителей при транспортировке сетевой воды при любой сложности конфигурации теплосетей и нескольких источниках;

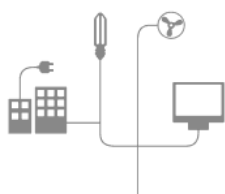
- воспроизводить и накладывать пьезометрические графики в реальном рельефе местности по любой цепочке участков тепловой сети в разных режимах эксплуатации. В таблице, расположенной под пьезографиком, присутствуют сведения о расходах и гидравлических потерях на соответствующих участках тепловой схемы.

- предоставлять установившуюся тепловую картину потребителей в любом режиме эксплуатации по факту установленных (или не установленных) смесительных и дроссельных наладочных устройств с выводом данных о величине установившихся при этом значений режимных параметров с учетом падения температуры теплоносителя;

- осуществлять выбор элеваторов и расчет диаметров дроссельных наладочных устройств, обеспечивающих безукоснительную наладку подачи греющего теплоносителя всем потребителям в соответствии с заявленными нормами теплопотребления и достижением реальной экономии топлива и электроэнергии с учетом падения температуры теплоносителя;

- отображать состояние потребителей и участков на схеме тепловой сети в цветах по интересующим режимным параметрам как по факту введенных данных, так и после наладки с установкой новых, определенных системой дроссельных устройств;

- моделировать любые принимаемые эксплуатационные решения при условиях: смены температурного режима регулирования отпуска теплоты; присоединения или отключения тех или иных (вновь подключаемых) потребителей, ветвей и отдельных участков сети; замене одних





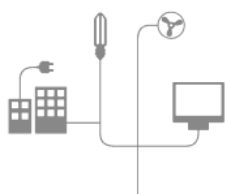
трубопроводов на другие, а также сетевых насосов на источнике теплоснабжения (ТЭЦ, ЦТП, ТП и т.п.) с предоставлением данных о величинах установившихся при этом значений всех расходных и энергетических параметров в системе.

- производить экономическую оценку тех или иных эксплуатационных решений, проводимых непосредственно, или планируемых на будущее, ориентируясь на получаемый от этих решений экономический эффект;

- рассчитывать величину тепловых потерь на участках теплопроводов, в зависимости от способа прокладки (в канале, на воздухе, в земле и т.д.) с последующим суммированием их для всей сети.

Модель включает в себя:

1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов;
2. Паспортизацию объектов системы теплоснабжения;
3. Гидравлический расчет для оценки пропускной способности участков теплосетей;
4. Моделирование видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях;
5. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепла и по территориальному признаку;
6. Расчет потерь тепловой энергии через теплоизоляцию и с утечками теплоносителя;
7. Групповые изменения характеристик объектов по заданным критериям с целью моделирования перспективных вариантов схем теплоснабжения;
8. Возможность получения выходных таблиц для сравнения пьезометрических графиков.
9. Возможность оперативной актуализации текущей схемы теплоснабжения и оценки различных вариантов корректировки системы теплоснабжения с учетом изменившихся условий.



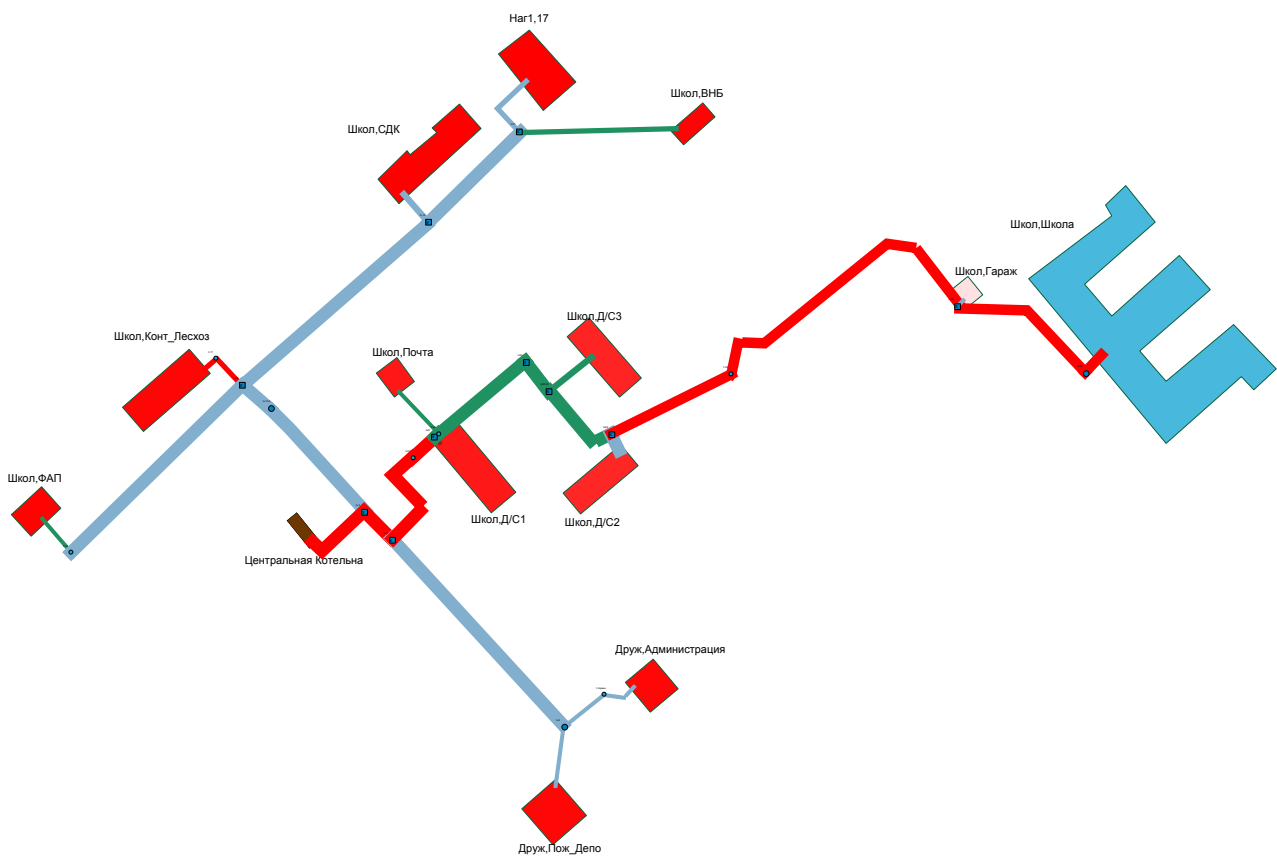
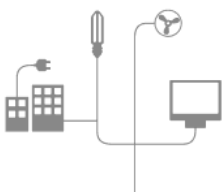


Рисунок 3.1. Схема с отображением перепадов на вводе трубопроводов, диаметром, типом прокладки, количеством подведенного тепла к потребителю «Центральной» угольной котельной п. Гарма.



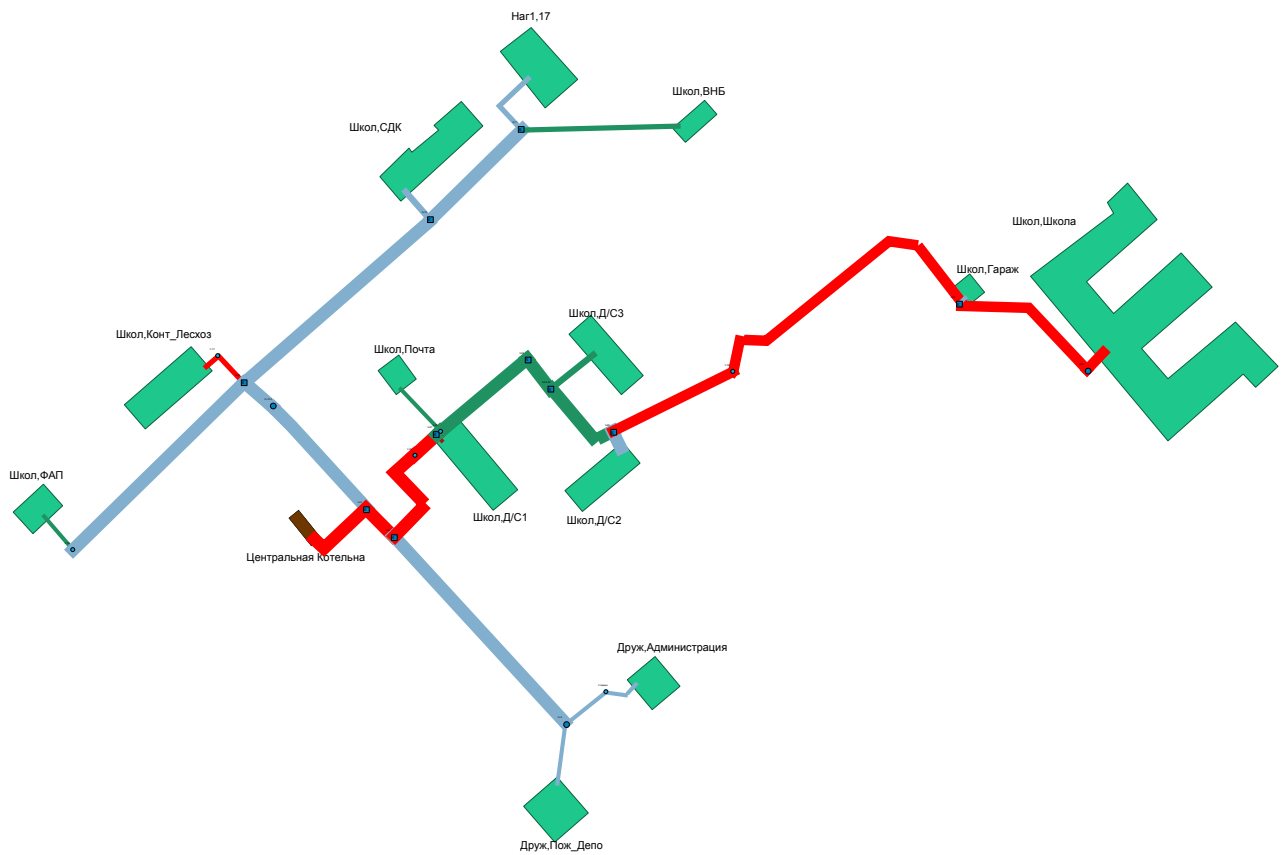
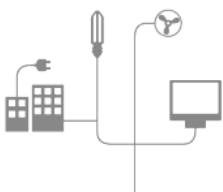


Рисунок 3.2. Схема тепловой сети с отображением удельных гидравлических потерь на обратном трубопроводе, диаметра, типом прокладки, количеством подведенного тепла к потребителю с отображением потребителей «Центральной» угольной котельной п. Тарма.



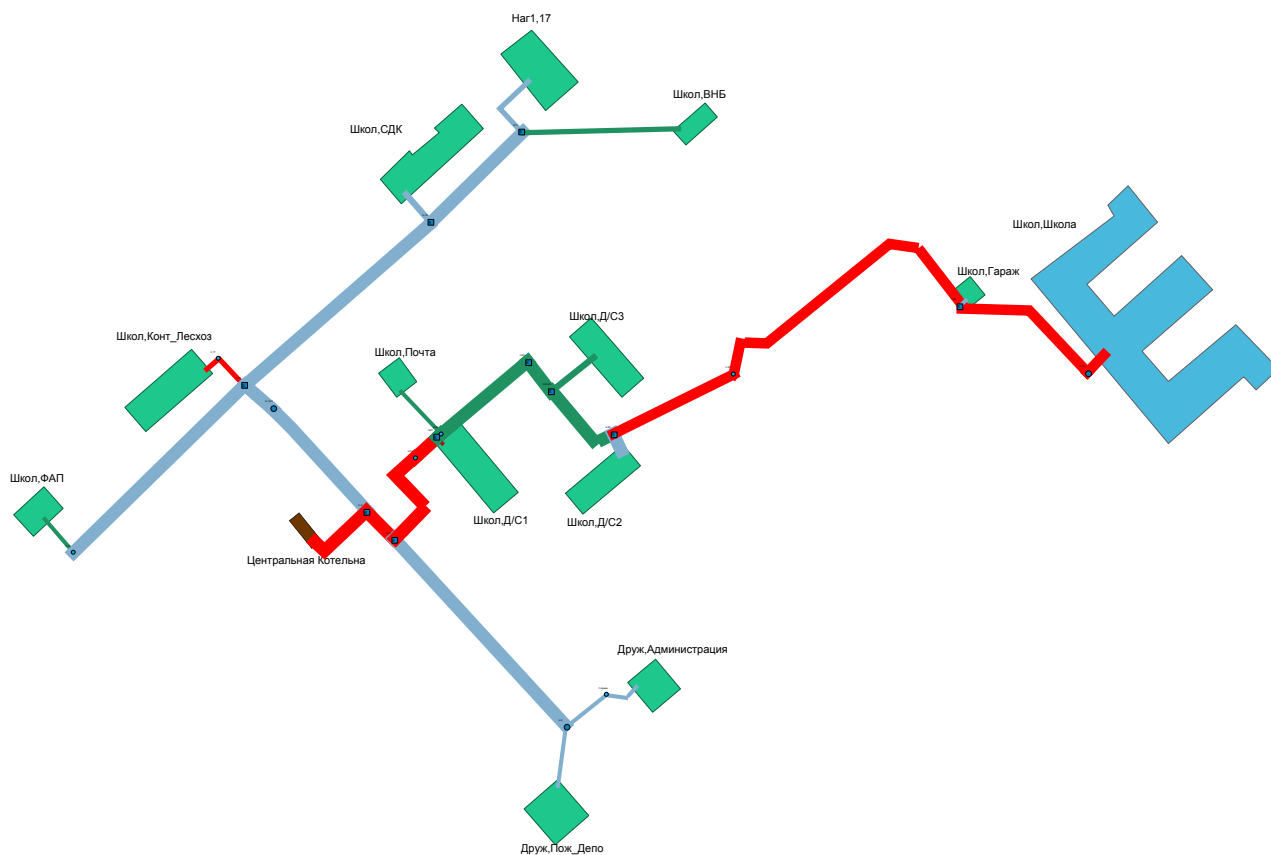


Рисунок 3.3. Схема тепловой сети с отображением удельных гидравлических потерь на трубопроводе, диаметра, типом прокладки, количеством подведенного тепла к потребителю с отображением потребителей «Центральной» угольной котельной п. Тарма.

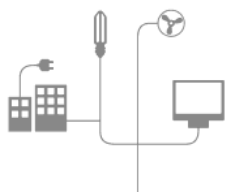
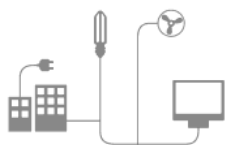


Таблица 3.4. Рекомендуемые диаметры тепловой сети «Центральной» котельной п. Тарма

Начальный узел	Конечный узел	Тип трубопровода	Длина, м	Текущий диаметр (внутренний), мм	Рекомендуемый диаметр, мм
Центральная Котельна					
У-17	Школ,Конт_Лесхоз	подающий	5.10	41.00	51.00
У-17	Школ,Конт_Лесхоз	обратный	5.10	41.00	51.00
тк10	У-17	подающий	25.02	41.00	51.00
тк10	У-17	обратный	25.02	41.00	51.00
тк10	тк-15	подающий	90.30	100.00	51.00
тк10	тк-15	обратный	90.30	100.00	51.00
тк-15	Школ,СДК	подающий	19.60	50.00	32.00
тк-15	Школ,СДК	обратный	19.60	50.00	32.00
тк-15	тк11	подающий	55.60	100.00	39.00
тк-15	тк11	обратный	55.60	100.00	39.00
тк11	Наг1,17	подающий	30.58	41.00	26.00
тк11	Наг1,17	обратный	30.58	41.00	26.00
тк10	У-19	подающий	97.30	100.00	32.00
тк10	У-19	обратный	97.30	100.00	32.00
Центральная Котельна	тк-3	подающий	33.36	100.00	125.00
Центральная Котельна	тк-3	обратный	33.36	100.00	125.00
тк-3	тк-10-3	подающий	70.40	100.00	70.00
тк-3	тк-10-3	обратный	70.40	100.00	70.00
тк-10-3	тк10	подающий	7.40	100.00	70.00
тк-10-3	тк10	обратный	7.40	100.00	70.00
тк-3	тк-4	подающий	30.98	100.00	125.00
тк-3	тк-4	обратный	30.98	100.00	111.00
тк-5	Друж,Пож_Депо	подающий	22.24	32.00	26.00
тк-5	Друж,Пож_Депо	обратный	22.24	32.00	26.00
тк-5	У-Админ	подающий	21.91	32.00	26.00



Начальный узел	Конечный узел	Тип трубопровода	Длина, м	Текущий диаметр (внутренний), мм	Рекомендуемый диаметр, мм
тк-5	У-Админ	обратный	21.91	32.00	26.00
тк-4	тк-5	подающий	74.65	100.00	32.00
тк-4	тк-5	обратный	74.65	100.00	32.00
тк-4	У-22	подающий	58.20	100.00	125.00
У-22	тк27	подающий	2.78	100.00	125.00
У-25	Школ,Почта	обратный	11.99	32.00	26.00
тк29	Школ,Д/С2	подающий	4.97	100.00	51.00
тк29	Школ,Д/С2	обратный	4.97	100.00	51.00
тк29	У-30	подающий	40.45	82.00	100.00
тк29	У-30	обратный	40.45	82.00	100.00
тк38	тк36	подающий	69.50	82.00	100.00
тк38	тк36	обратный	69.50	82.00	100.00
тк36	Школ,Школа	подающий	4.00	82.00	100.00
тк36	Школ,Школа	обратный	4.00	82.00	100.00
тк38	Школ,Гараж	подающий	2.78	32.00	21.00
тк27	Школ,Д/С1	подающий	2.78	32.00	51.00
тк27	Школ,Д/С1	обратный	2.78	32.00	51.00
У-30	тк38	подающий	158.00	82.00	100.00
У-30	тк38	обратный	158.00	82.00	100.00
У-Админ	Друж,Администрация	подающий	14.22	32.00	26.00
У-Админ	Друж,Администрация	обратный	14.22	32.00	26.00

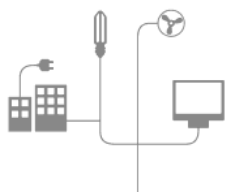
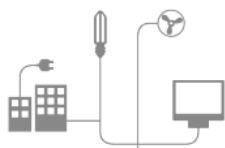
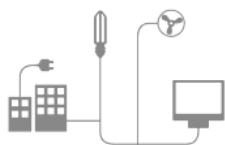


Таблица 3.5. Тепловые потери в трубопроводе от котельной «Центральная» п. Тарма

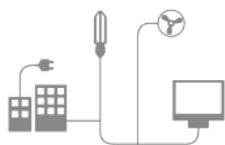
Начальный узел	Конечный узел	Принадлежность	Способ прокладки	Длина (м)	Диаметр, мм внутренний (под.)	Диаметр, мм внутренний (обр.)	Нормативные т/потери (МКа л/ч) в под.	Нормативные т/потери (МКа л/ч) в обр.	Коэф. норм. т/потери в под.	Коэф. норм. т/потери в обр.	Норм. т/потери с учетом коэф. (М Кал /ч) в под.	Норм. т/потери с учетом коэф. (М Кал /ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери с учетом коэф. (МК ал/ч)	Расчетные т/потери (МК ал/ч) в под.	Расчетные т/потери (МК ал/ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери (МК ал/ч)	Нормативные утечки, (м3/ч) в под.	Нормативные утечки, (м3/ч) в обр.	Потери теплосносной утечкой (М Кал /ч) в под.	Потери теплосносной утечкой (М Кал /ч) в обр.
Центральная Котельная				1147.53			64.312	33.438			6.431	3.344	9.775	0.000	0.000	0.000	0.0164	0.0164	1.059	1.059
Отопление				1147.53			64.312	33.438			6.431	3.344	9.775	0.000	0.000	0.000	0.0164	0.0164	1.059	1.059
У-19	Школ, ФАП		Безканальная	22.24	32	32	0.867	0.371	0.1	0.1	0.087	0.037	0.124	0.000	0.000	0.000	0.0000	0.0000	0.003	0.003
У-17	Школ, Конт_Лесхоз		Безканальная	5.1	41	41	0.199	0.085	0.1	0.1	0.020	0.009	0.028	0.000	0.000	0.000	0.0000	0.0000	0.001	0.001
тк10	У-17		Безканальная	25.02	41	41	0.975	0.418	0.1	0.1	0.097	0.042	0.139	0.000	0.000	0.000	0.0001	0.0001	0.005	0.005



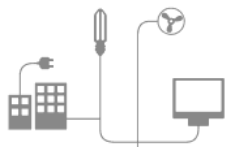
Начальный узел	Конечный узел	Принадлежность	Способ прокладки	Длина (м)	Диаметр, мм внутренний (под.)	Диаметр, мм внутренний (обр.)	Нормативные т/потери (Мкал/ч) в под.	Нормативные т/потери (Мкал/ч) в обр.	Коэф. норм. т/потери в под.	Коэф. норм. т/потери в обр.	Норм. т/потери с учетом коэф. (Мкал/ч) в под.	Норм. т/потери с учетом коэф. (Мкал/ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери с учетом коэф. (Мкал/ч)	Расчетные т/потери (Мкал/ч) в под.	Расчетные т/потери (Мкал/ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери (Мкал/ч)	Нормативные утечки, (м3/ч) в под.	Нормативные утечки, (м3/ч) в обр.	Потери тепла с норм. утечкой (Мкал/ч) в под.	Потери тепла с норм. утечкой (Мкал/ч) в обр.
тк10	тк-15		Безканальная	90.3	100	100	5.948	2.549	0.1	0.1	0.595	0.255	0.850	0.000	0.000	0.000	0.0018	0.0018	0.115	0.115
тк-15	Школ, СДК		Безканальная	19.6	50	50	0.953	0.408	0.1	0.1	0.095	0.041	0.136	0.000	0.000	0.000	0.0001	0.0001	0.006	0.006
тк-15	тк11		Безканальная	55.6	100	100	3.663	1.570	0.1	0.1	0.366	0.157	0.523	0.000	0.000	0.000	0.0011	0.0011	0.071	0.071
тк11	Наг1,17		Безканальная	30.58	41	41	1.191	0.511	0.1	0.1	0.119	0.051	0.170	0.000	0.000	0.000	0.0001	0.0001	0.007	0.007
тк11	Школ, ВНБ		Безканальная	50.04	39	39	1.950	0.836	0.1	0.1	0.195	0.084	0.279	0.000	0.000	0.000	0.0001	0.0001	0.010	0.010
тк10	У-19		Безканальная	97.3	100	100	6.409	2.747	0.1	0.1	0.641	0.275	0.916	0.000	0.000	0.000	0.0019	0.0019	0.124	0.124



Начальный узел	Конечный узел	Принадлежность	Способ прокладки	Длина (м)	Диаметр, мм внутренней	Диаметр, мм внутренней (обр.)	Нормативные потери (МКал/ч) в под.	Нормативные потери (МКал/ч) в обр.	Коэф. норм. т/потери в под.	Коэф. норм. т/потери в обр.	Норм. т/потери с учетом коэф. (МКал/ч) в под.	Норм. т/потери с учетом коэф. (МКал/ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери с учетом коэф. (МКал/ч)	Расчетные т/потери (МКал/ч) в под.	Расчетные т/потери (МКал/ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери (МКал/ч)	Нормативные утечки, (м3/ч) в под.	Нормативные утечки, (м3/ч) в обр.	Потери тепла с норм. утечкой (МКал/ч) в под.	Потери тепла с норм. утечкой (МКал/ч) в обр.
Центральная Котельная	тк-3		Канальная	33.36	100	100	2.293	0.983	0.1	0.1	0.229	0.098	0.328	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.042	0.042
тк-3	тк-10-3		Воздушная	70.4	100	100	4.107	2.857	0.1	0.1	0.411	0.286	0.696	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001	0.090	0.090
тк-10-3	тк10		Воздушная	7.4	100	100	0.432	0.300	0.1	0.1	0.043	0.030	0.073	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.009	0.009
тк-3	тк-4		Воздушная	30.98	100	100	1.807	1.257	0.1	0.1	0.181	0.126	0.306	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.039	0.039
тк-5	Друж,Пож_Депо		Воздушная	22.24	32	32	0.714	0.450	0.1	0.1	0.071	0.045	0.116	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.003
тк-5	У-Админ		Канальная	21.91	32	32	0.891	0.382	0.1	0.1	0.089	0.038	0.127	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.003
тк-4	тк-5		Воздушная	74.65	100	100	4.355	3.029	0.1	0.1	0.435	0.303	0.738	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001	0.095	0.095
тк-4	У-22		Воздушная	58.2	100	100	3.395	2.361	0.1	0.1	0.340	0.236	0.576	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001	0.074	0.074
У-22	тк27		Воздушная	2.78	100	100	0.162	0.113	0.1	0.1	0.016	0.011	0.028	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.004	0.004



Начальный узел	Конечный узел	Принадлежность	Способ прокладки	Длина (м)	Диаметр, мм внутренней	Диаметр, мм внутренней (обр.)	Нормативные т/потери (МКал/ч) в под.	Нормативные т/потери (МКал/ч) в обр.	Коэф. норм. т/потери в под.	Коэф. норм. т/потери в обр.	Норм. т/потери с учетом коэф. (МКал/ч) в под.	Норм. т/потери с учетом коэф. (МКал/ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери с учетом коэф. (МКал/ч)	Расчетные т/потери (МКал/ч) в под.	Расчетные т/потери (МКал/ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери (МКал/ч)	Нормативные утечки, (м3/ч) в под.	Нормативные утечки, (м3/ч) в обр.	Потери тепла с норм. утечкой (МКал/ч) в под.	Потери тепла с норм. утечкой (МКал/ч) в обр.
У-25	Школ, Почта		Воздушная	11.99	32	32	0.385	0.243	0.1	0.1	0.038	0.024	0.063	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.002
У-25	тк23		Воздушная	31.14	100	100	1.817	1.264	0.1	0.1	0.182	0.126	0.308	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.040	0.040
тк23-29	Школ, Д/С3		Воздушная	40	50	50	1.665	1.109	0.1	0.1	0.167	0.111	0.277	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.013	0.013
тк23-29	тк29		Воздушная	35	100	100	2.042	1.420	0.1	0.1	0.204	0.142	0.346	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.045	0.045
тк29	Школ, Д/С2		Воздушная	4.97	100	100	0.290	0.202	0.1	0.1	0.029	0.020	0.049	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.006	0.006
тк29	У-30		Безкабельная	40.45	82	82	2.421	1.037	0.1	0.1	0.242	0.104	0.346	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.035	0.035
тк38	тк36		Безкабельная	69.5	82	82	4.159	1.782	0.1	0.1	0.416	0.178	0.594	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.059	0.059
тк36	Школ, Школа		Безкабельная	4	82	82	0.239	0.103	0.1	0.1	0.024	0.010	0.034	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.003



Начальный узел	Конечный узел	Принадлежность	Способ прокладки	Длина (м)	Диаметр, мм внутренней (под.)	Диаметр, мм внутренней (обр.)	Нормативные т/потери (МКал/ч) в под.	Нормативные т/потери (МКал/ч) в обр.	Коэф. норм. т/потери в под.	Коэф. норм. т/потери в обр.	Норм. т/потери с учетом коэф. (МКал/ч) в под.	Норм. т/потери с учетом коэф. (МКал/ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери с учетом коэф. (МКал/ч)	Расчетные т/потери (МКал/ч) в под.	Расчетные т/потери (МКал/ч) в обр.	Суммарные норм. т/потери (МКал/ч) в под.	Нормативные утечки, (м3/ч) в под.	Нормативные утечки, (м3/ч) в обр.	Потери тепла с норм. утечкой (МКал/ч) в под.	Потери тепла с норм. утечкой (МКал/ч) в обр.
тк38	Школ, Гараж		Безканальная	2.78	32	32	0.108	0.046	0.1	0.1	0.011	0.005	0.015	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
тк27	Школ, Д/С1		Воздушная	2.78	32	32	0.089	0.056	0.1	0.1	0.009	0.006	0.014	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
тк27	У-25		Воздушная	5	100	100	0.292	0.203	0.1	0.1	0.029	0.020	0.050	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.006	0.006
У-30	тк38		Безканальная	158	82	82	9.455	4.052	0.1	0.1	0.946	0.405	1.351	0.000	0.000	0.000	0.002	0.002	0.135	0.135
тк23	тк23-29		Воздушная	10	100	100	0.583	0.406	0.1	0.1	0.058	0.041	0.099	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.013	0.013
У-Админ	Друж, Администрация		Воздушная	14.22	32	32	0.456	0.288	0.1	0.1	0.046	0.029	0.074	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.002
Итоговые значения:				1147,5			64.312	33.438			6.431	3.344	9.775	0.000	0.000	0.000	0.0164	0.0164	1.059	1.059

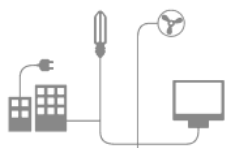


Таблица 3.6. Потери напора в тепловых сетях «Центральная» котельная п. Тарма

Узел Начальный	Узел Конечный	Длина, м	Диаметр, мм, Под.	Диаметр, мм, Обр.	Напор в конечном узле, м, Под.	Напор в конечном узле, м, Обр.	Потери напора, м, Под.	Потери напора, м, Обр.	Удельные потери, мм/м Под.	Удельные потери, мм/м Обр.	Расположение напора в конечном узле, м	Фактический расход, т/ч Под.	Фактический расход, т/ч Обр.
Центральная Котельная		1147.5											
У-19	Школ, ФАП	22.2	32	32	473.6	456.1	0.27	0.27	12.0	12.0	17.53	0.76	0.76
У-17	Школ, Конт_Лесхоз	5.1	41	41	473.4	456.4	0.09	0.09	17.7	17.7	17.00	1.83	1.83
тк10	У-17	25.0	41	41	473.5	456.3	0.44	0.44	17.7	17.7	17.18	1.83	1.83
тк10	тк-15	90.3	100	100	473.9	455.9	0.02	0.02	0.2	0.2	18.03	2.20	2.20
тк-15	Школ, СДК	19.6	50	50	473.9	455.9	0.02	0.02	1.1	1.1	17.98	0.78	0.78
тк-15	тк11	55.6	100	100	473.9	455.9	0.00	0.00	0.1	0.1	18.02	1.42	1.42
тк11	Наг1,17	30.6	41	41	473.9	455.9	0.03	0.03	0.9	0.9	17.97	0.41	0.41
тк11	Школ, ВНБ	50.0	39	39	473.5	456.2	0.36	0.36	7.2	7.2	17.30	1.01	1.01
тк10	У-19	97.3	100	100	473.9	455.8	0.00	0.00	0.0	0.0	18.06	0.76	0.76
Центральная Котельная	тк-3	33.4	100	100	474.0	455.8	1.01	0.79	30.3	23.6	18.20	26.77	26.77
тк-3	тк-10-3	70.4	100	100	473.9	455.8	0.07	0.05	1.0	0.8	18.08	4.79	4.79
тк-10-3	тк10	7.4	100	100	473.9	455.8	0.01	0.01	1.0	0.8	18.07	4.79	4.79
тк-3	тк-4	31.0	100	100	473.4	456.3	0.63	0.49	20.4	15.9	17.07	21.98	21.98
тк-5	Друж, Пож Депо	22.2	32	32	473.3	456.3	0.06	0.04	2.6	1.9	16.97	0.36	0.36
тк-5	У-Админ	21.9	32	32	473.3	456.3	0.06	0.04	2.6	1.9	16.97	0.35	0.35
тк-4	тк-5	74.7	100	100	473.4	456.3	0.00	0.00	0.0	0.0	17.07	0.71	0.71
тк-4	У-22	58.2	100	100	472.2	457.2	1.11	0.87	19.1	14.9	15.09	21.27	21.27
У-22	тк27	2.8	100	100	472.2	457.2	0.05	0.04	19.1	14.9	14.99	21.27	21.27
У-25	Школ, Почта	12.0	32	32	472.1	457.3	0.06	0.04	5.0	3.7	14.77	0.49	0.49

У-25	тк23	31.1	100	100	471.7	457.6	0.46	0.36	14.6	11.4	14.06	18.59	18.59
тк23-29	Школ,Д/С3	40.0	50	50	471.2	458.0	0.31	0.23	7.8	5.9	13.26	2.08	2.08
Узел Начальный	Узел Конечный	Длин а, м	Диам , мм, Под.	Диам , мм, Обр.	Напор в конечно м узле, м, Под.	Напор в конечно м узле, м, Обр.	Потер и напор а, м, Под.	Потер и напор а, м, Обр.	Удельны е потери, мм/м Под.	Удельны е потери, мм/м Обр.	Распола г. напор в конеч. узле, м	Фактическ ий расход, т/ч Под.	Фактическ ий расход, т/ч Обр.
тк23-29	тк29	35.0	100	100	471.1	458.0	0.40	0.31	11.5	9.0	13.08	16.51	16.51
тк29	Школ,Д/С2	5.0	100	100	471.1	458.0	0.00	0.00	0.2	0.1	13.08	2.07	2.07
тк29	У-30	40.5	82	82	470.1	458.8	1.04	0.80	25.7	19.9	11.24	14.44	14.44
тк38	тк36	69.5	82	82	464.3	463.3	1.75	1.35	25.2	19.5	0.93	14.29	14.29
тк36	Школ,Школа	4.0	82	82	464.2	463.4	0.10	0.08	25.2	19.5	0.75	14.29	14.29
тк38	Школ,Гараж	2.8	32	32	466.0	462.0	0.00	0.00	0.5	0.4	4.03	0.16	0.16
тк27	Школ,Д/С1	2.8	32	32	472.0	457.4	0.20	0.20	71.9	71.9	14.60	2.18	2.18
тк27	У-25	5.0	100	100	472.1	457.3	0.06	0.06	12.0	12.0	14.87	19.08	19.08
У-30	тк38	158.0	82	82	466.0	462.0	4.07	3.14	25.7	19.9	4.03	14.44	14.44
тк23	тк23-29	10.0	100	100	471.5	457.7	0.15	0.11	14.6	11.4	13.80	18.59	18.59
У-Админ	Друж,Администрац ия	14.2	32	32	473.3	456.4	0.04	0.03	2.6	1.9	16.91	0.35	0.35



НПО ЦЭО
 Научно-производственное
 объединение
 Центр энергетических
 исследований

Адрес:
 664047, г. Иркутск, ул. Советская, д. 96
 (3952) 233-256
 ak@npocoo.ru
 www.npocoo.ru

Таблица 3.7. Расчетные данные годовых теплотер в теплосетях «Центральная» котельная

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май (отопление)	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь (отопление)	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Среднегодовое
Центральная Котельная	10.345	9.147	8.802	7.234	2.271		0.259	0.259	0.259		5.085		7.494	9.446	60.602
Отопление	10.345	9.147	8.802	7.234	2.271		0.259	0.259	0.259		5.085		7.494	9.446	60.602
Режим работы, ч	744	672	744	720	244	500	720	744	744	720	548	196	720	744	8256
Средняя температура грунта, °С	3.60	3.00	2.50	2.50	5.50	5.50	8.90	11.60	13.10	12.50	10.10	10.10	7.40	5.00	7.61
Средняя температура воздуха, °С	-10.20	-9.20	-4.30	4.40	11.90	11.90	16.00	18.10	16.30	10.70	4.30	4.30	-1.90	-7.30	4.39
ПСВ на заполнение, м3							6.540	6.540	6.540						19.620
ПСВ на испытание, м3							2.180	2.180	2.180						6.540
ПСВ с норм. утечкой, м3	15.135	13.670	15.135	14.647	4.964	10.171	14.647	15.135	15.135	14.647	11.148	3.987	14.647	15.135	178.201
ПСВ на САРЗ, м3															
ИТОГО потери сетевой воды, м3	15.135	13.670	15.135	14.647	4.964	10.171	23.367	23.855	23.855	14.647	11.148	3.987	14.647	15.135	204.361
Потери тепла на заполнение, ГКал							0.194	0.194	0.194						0.583
Потери тепла на испытание, ГКал							0.065	0.065	0.065						0.194
Потери тепла с норм. утечкой, ГКал	1.609	1.420	1.378	1.180	0.400						0.898		1.239	1.497	9.620
Потери тепла при работе САРЗ, ГКал															



НПО
ЦЭО
Научно-производственное
объединение
Центр энергетических
исследований

Адрес:
664047, г. Иркутск, ул. Советская, д. 96
(3952) 233-256
ak@npocео.ru
www.npocео.ru

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май (отопление)	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь (отопление)	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Среднегодовое
Потери тепла на участках, ГКал	8.736	7.727	7.424	6.054	1.871						4.187		6.255	7.949	50.204
ИТОГО тепловые потери, ГКал	10.345	9.147	8.802	7.234	2.271		0.259	0.259	0.259		5.085		7.494	9.446	60.602
Суммарный итог	10.345	9.147	8.802	7.234	2.271		0.259	0.259	0.259		5.085		7.494	9.446	60.602

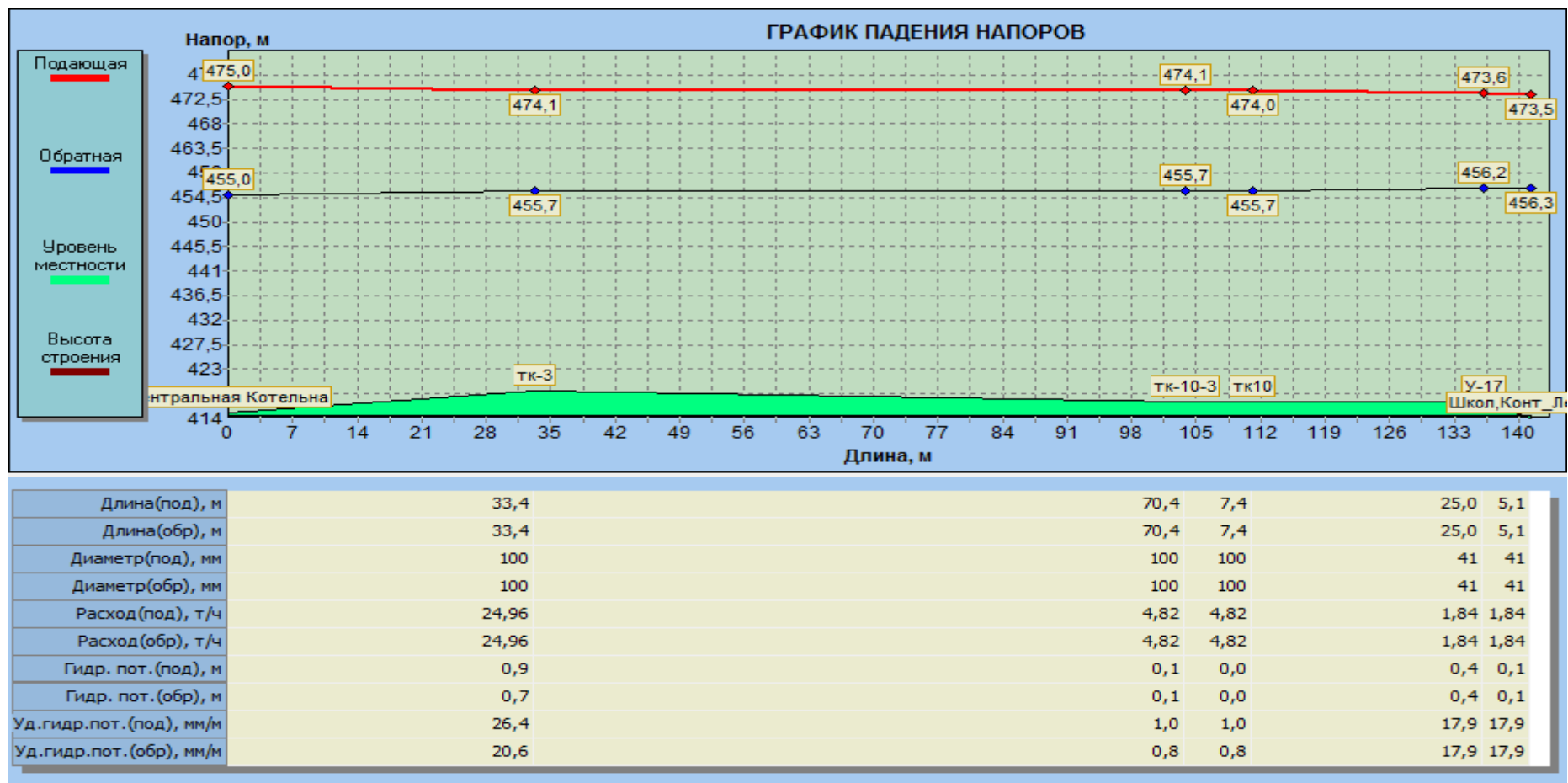


Рисунок 3.8. Пьезометрический график падения напоров по участку тепловой сети «Центральная» котельная -КонтЛесхоз.



НПО ЦЭО
 Научно-производственное
 объединение
 Центр энергетических
 исследований

Адрес:
 664047, г. Иркутск, ул. Советская, д. 96
 (3952) 233-256
 ak@npocso.ru
 www.npocso.ru

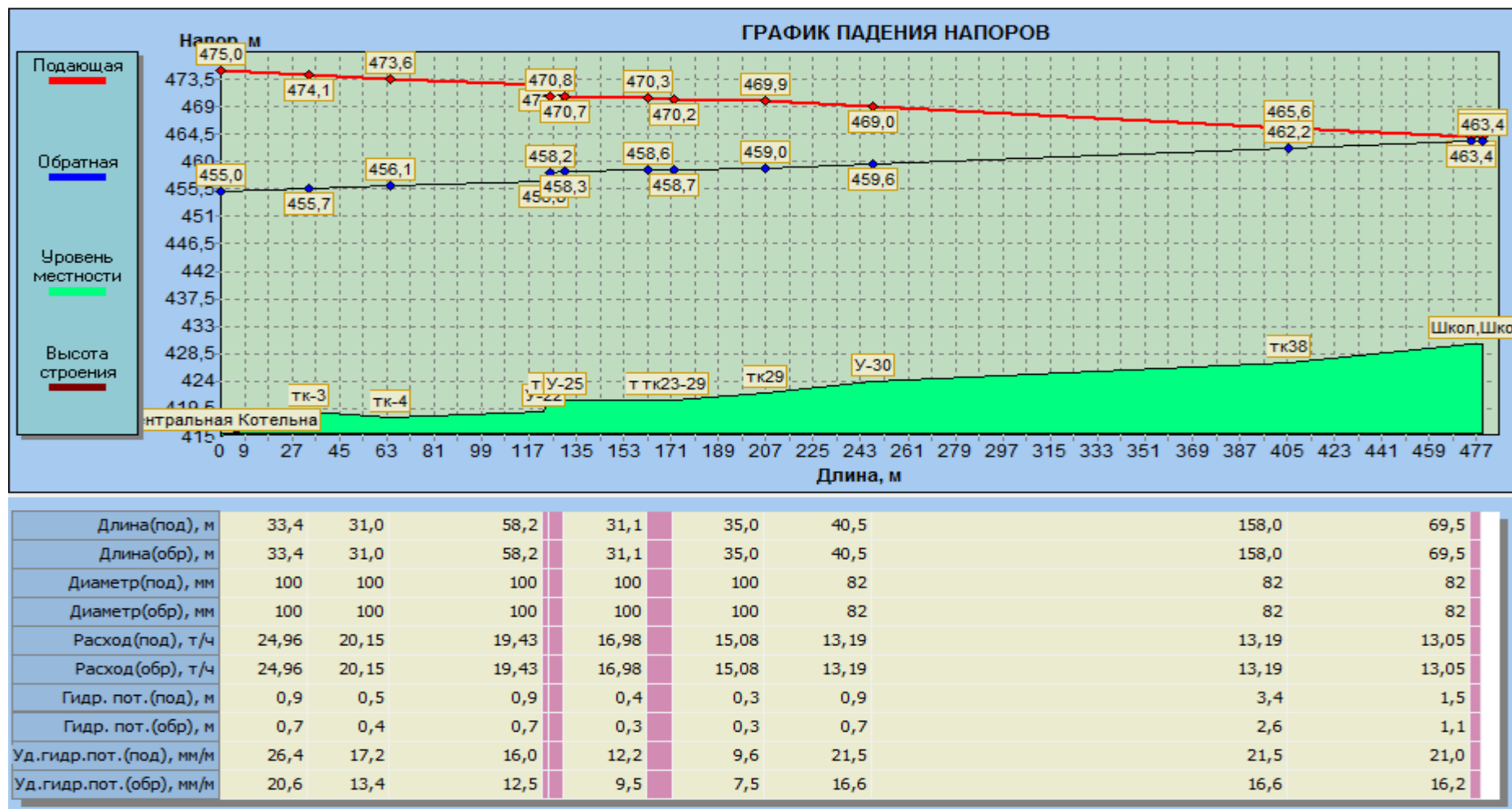


Рисунок 3.9. Пьезометрический график падения напоров по участку тепловой сети «Центральная» котельная - Школа.



ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ.

Исходная информация для расчета перспективного баланса тепловой мощности была взята по материалам генерального плана п. Тарма до 2032 г.

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии п. Тарма в таблице 4.1.

Таблица 4.1 вставить таблицу

№ п/п	Источник тепловой энергии	Существующее положение		Перспективная нагрузка			
		Располаг. Мощность, Гкал/час	Подключ. Нагрузка, Гкал/час	I очередь		Расчетный срок	
				Располаг. Мощность, Гкал/час	Подключ. Нагрузка, Гкал/час	Располаг. Мощность, Гкал/час	Подключ. Нагрузка, Гкал/час
1	«Центральная» котельная	2,16	1,08	2,16	1,08	0,89	0,89

Из таблицы 4.1 видно, что прироста тепловой нагрузки до конца расчетного срока не ожидается, в связи с отсутствием новых потребителей.

ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.

Водоподготовка на котельной «Центральная» не осуществляется. Рекомендуется установка оборудования по водоподготовке.

ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Социально - экономическая ситуация п. Тарма такова, что уменьшается количество жителей, происходит миграция населения в более крупные населенные пункты. По данным заказчика подключение новых потребителей не планируется.

Во 2 главе настоящего отчета, проведен анализ перспективного потребления тепловой энергии, по результатам которого выявлено, что при условии строительства новой газовой котельной. п. Тарма будет обеспечен тепловой и резервной мощностью до конца расчетного срока Принимая во внимание фактический отток населения и, соответственно, уменьшение количества потребителей – физических лиц, можно сделать вывод о том, что установленной мощности существующей котельной достаточно, чтобы отопить п. Тарма до 2031г. В соответствии с ФЗ №261 от 23 ноября 2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации», провести обязательные энергетические обследования источника и потребителей тепловой энергии на территории п. Тарма

1) Мероприятия:

- 1) **I очередь:** вынос обоих модулей «Центральной» угольной котельной за пределы поселка для обеспечения Школы должным количеством тепла.
- 2) **Расчетный срок:** демонтаж «Центральной» угольной котельной и строительство новой газовой котельной расчетной тепловой нагрузкой 0,83 Гкал/ч



НПО
ЦЭО
Научно-производственное
объединение
Центр энергетических
исследований

Адрес:
664047, г. Иркутск, ул. Советская, д. 96
(3952) 233-256
ak@proseo.ru
www.proseo.ru

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

Данный вариант предусматривает сохранение существующего положения. При таком варианте развития системы теплоснабжения предусматривают следующие мероприятия:

1) Прокладка магистрали системы горячего водоснабжения п. Тарма, либо система учета открытого водозабора на нужды ГВС.

2) Переход на нижнюю разводку систем отопления потребителей п. Тарма для рационального расхода тепловой энергии.

3) Плановая замена ветхих и изношенных сетей в п. Тарма

4) В соответствии с ФЗ №261 от 23 ноября 2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации», провести обязательные энергетические обследования тепловых сетей на территории п. Тарма.

Схема теплоснабжения включает в себя мероприятия, указанные в генеральном плане п. Тарма.

От котельной до потребителя тепловые сети проложить в двухтрубном надземном или подземном (канальном) исполнении. У потребителя, в технических помещениях зданий предусмотреть устройство индивидуальных тепловых пунктов.

При проектировании тепловых сетей и сооружений в условиях вечномёрзлых грунтов необходимо предусмотреть подачу теплоты не менее чем по двум взаиморезервируемым трубопроводам, рассчитанным на подачу не менее 70% суммарного теплового потока каждым трубопроводом, и связанных между собой перемычками. Расстояние между двумя резервирующими трубопроводами должно быть не менее 50 м.

Надземная прокладка тепловых сетей должна предусматриваться на эстакадах, низких или высоких отдельно стоящих опорах, а также в наземных каналах, расположенных на поверхности земли.

Согласно Генеральному Плану Ершовского МО:

1) В очередь:

- строительство сетей теплоснабжения общей протяженностью 1,1 км.

2) На расчетный срок:

- строительство сетей теплоснабжения общей протяженностью 1,1 км.



ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

Топливный баланс составлен в соответствии с тепловыми характеристиками систем теплоснабжения при условии обеспечения их нормативного функционирования. Перспективные топливные балансы представлены в таблице 8.1

Таблица 8.1

№ п/п	Наименование котельной	Топливо				Вид топлива
		I очередь		Расчетный срок		
		Тонн/год	т.у.т.	Тонн/год	т.у.т.	
1	«Центральная» котельная	716,3	336	590	276	Уголь/газ

На перспективу, в течение расчетного срока схемы теплоснабжения в п. Тарма произойдет смена топлива на природный газ.

ГЛАВА 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Под надежностью системы теплоснабжения понимают способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения. Централизованное теплоснабжение п. Тарма осуществляется от одной котельной.

Расчет допустимого времени устранения аварий в системах отопления жилых домов.

Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12°C. Расчет времени снижения температуры в жилом здании до +12°C при внезапном прекращении теплоснабжения производится по формуле №2

$$z = \beta \cdot \ln \left(\frac{t_{в} - t_{н}}{t_{в,а} - t_{н}} \right), \quad [\text{Формула №2}]$$

где: β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), принимаем 70ч;
 $t_{в}$ – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;
 $t_{н}$ – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени, °С;
 $t_{в,а}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения, °С;

Повторяемость температур наружного воздуха принимаем по «Пособие к СНиП 23-01-99 Строительная климатология», Глава 2, Раздел 2, Таблица 2.5.

Результаты расчета времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения представлены в таблице 4.1



Таблица 4.1

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12°С
-42	0,1	9,7
-40	0,2	10,0
-38	0,7	10,4
-36	1,3	10,8
-34	1,9	11,2
-32	2,9	11,7
-30	3,9	12,2
-28	4,8	12,8
-26	6,1	13,4
-24	7,9	14,0
-22	9,1	14,8
-20	10	15,6
-18	10,4	16,5
-16	9,8	17,6
-14	9,6	18,8
-12	8	20,1
-10	4,8	21,7
-8	3,8	23,6
-6	2,5	25,7
-4	1,5	28,4
-2	0,5	31,6
0	0,1	35,8
2	0,1	41,1
3,9	0,1	48,1

На основании приведенных данных можно оценить время, имеющееся для ликвидации аварии или принятия мер по предотвращению лавинообразного развития аварий, т.е. замерзания теплоносителя в системах отопления зданий, в которые прекращена подача тепла.

Данные о количестве аварий в системе теплоснабжения п. Тарма не предоставлены. Факторы, снижающие надежность системы теплоснабжения п. Тарма.

1. Отсутствие резервного топлива;
2. Нахождение потребителей за пределами эффективного радиуса теплоснабжения.
3. Отсутствие ведения статистики по авариям на теплосетях и теплоисточниках.



ГЛАВА 10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

Стоимость тепловых сетей взята из анализа удельной стоимости ввода аналогичного строительства тепловых сетей.

Основные предложения по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и соответствующие затраты на реализацию этих предложений представлены в главе 7.

В таблице 10.1 отображены инвестиции в мероприятия по реконструкции тепловых сетей.

Таблица 10.1

№п/п	Мероприятия	Сумма капиталовложений, тыс. руб.	Примечание
1	Проведение энергетического обследования	100	Проведение энергетического обследования и составление энергетического паспорта на котельную
2	Плановая замена ветхих и изношенных сетей		
3	Строительство тепловых сетей протяженностью 1,1 км.	6800	
4	Строительство газовой котельной	5000	
	Итого	11900	

Основное влияние на представленные результаты может оказать значительное изменение прогноза стоимостей ресурсов (угля, электроэнергии, и др.), удельных стоимостей работ и степень достоверности представленной исходной информации по рассматриваемым системам теплоснабжения.

ГЛАВА 11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые



установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона № 190 «О теплоснабжении»: «К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации»

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел проекта Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению Правительством Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1 ФЗ-190 «О теплоснабжении»: Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности

Единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус. В случае, если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

-определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

-определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

3. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, городского округа, города федерального значения проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

4. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в



соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

6. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения. Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

7. В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

8. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.



НПО
ЦЭО
Научно-производственное
объединение
Центр энергетических
исследований

Адрес:
664047, г. Иркутск, ул. Советская, д. 96
(3952) 233-256
ak@proseo.ru
www.proseo.ru

В настоящее время, МУП «Гарминское», отвечает требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации в зоне централизованного теплоснабжения п. Гарма, Братского района Иркутской области.