



**ТОМ 1. СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
НИЖНЕТУРИНСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА**  
на период до 2032 года

УТВЕРЖДАЮ:

Глава Нижнетуринского  
городского округа

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/

от «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ТОМ 1. СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
НИЖНЕТУРИНСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА**  
на период до 2032 года

## Оглавление

Общие положения .....	4
Раздел 1. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения .....	10
1.1. Прогноз прироста тепловых нагрузок и потребления тепловой энергии на период до 2032 года .....	13
Раздел 2. Перспективные балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки ....	15
2.1. Общие положения .....	15
2.2. Радиус эффективного теплоснабжения .....	17
2.3. Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2032 г. ....	19
2.3.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2017 г. ....	19
2.3.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2025 г. ....	19
2.3.3 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2032 г. ....	20
Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя .....	22
3.1. Общие положения .....	22
3.2. Перспективные объемы теплоносителя .....	22
Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	25
4.1. Общие положения .....	25
4.2. Развитие источников теплоснабжения .....	28
Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.....	31
5.1. Общие положения .....	31
5.2. Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проектов .....	35
Раздел 6. Перспективные топливные балансы.....	50
Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение .....	51
Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации.....	55
8.1. Общие положения .....	55
8.2. Определение существующих зон действия энергоисточников в системе теплоснабжения.....	55
8.3. Выводы .....	56
Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии .....	58
Раздел 10. Решения по бесхозным тепловым сетям.....	59

## Общие положения

Базовым годом разработки схемы теплоснабжения Нижнетуринского городского округа является  $(i-3) = 2014$  г. Год проведения актуализации схемы теплоснабжения является  $i = 2017$  г.

### *Мастер-план разработки схемы теплоснабжения*

Мастер-план в схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154) для формирования нескольких вариантов развития системы теплоснабжения города, из которых будет отобран рекомендуемый вариант развития системы теплоснабжения.

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания и обоснования отбора нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант.

Каждый вариант должен обеспечивать покрытие всего перспективного спроса на тепловую мощность, возникающего в городе, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов теплопотребления. Выполнение текущих и перспективных балансов тепловой мощности источников текущей, и перспективной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии является главным условием для разработки сценариев (вариантов) мастер-плана.

В соответствии с «Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» предложения к развитию системы теплоснабжения должны базироваться на предложениях исполнительных органов власти и эксплуатационных организаций, особенно в тех разделах, которые касаются развития источников теплоснабжения.

Варианты мастер-плана формируют базу для разработки проектных предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей для различных вариантов состава энергоисточников, обеспечивающих перспективные балансы спроса на тепловую мощность. После разработки проектных предложений для каждого из вариантов мастер-плана выполняется оценка финансовых потребностей, необходимых для их реализации и, затем, оценка эффективности финансовых затрат.

### *Сценарии, включенные в мастер-план*

В мастер-плане схемы теплоснабжения Нижнетуринского городского округа сформированы два основных сценария развития. Оба сценария предусматривают поэтапный перевод потребителей Нижнетуринского городского округа на «закрытую» схему присоединения

системы ГВС с установкой индивидуальных тепловых пунктов с погодным регулированием (далее по тексту ИТП).

**Сценарий 1** предполагает поэтапный перевод потребителей Нижнетуринского городского округа на «закрытую» схему присоединения системы ГВС с установкой подогревателей горячей воды.

Рекомендуемые схемы подключения потребителей тепловой энергии к тепловым сетям приведены на рисунках 1-2.

Частный сектор вновь строящегося р-н Железянка проектируется на индивидуальное отопление.

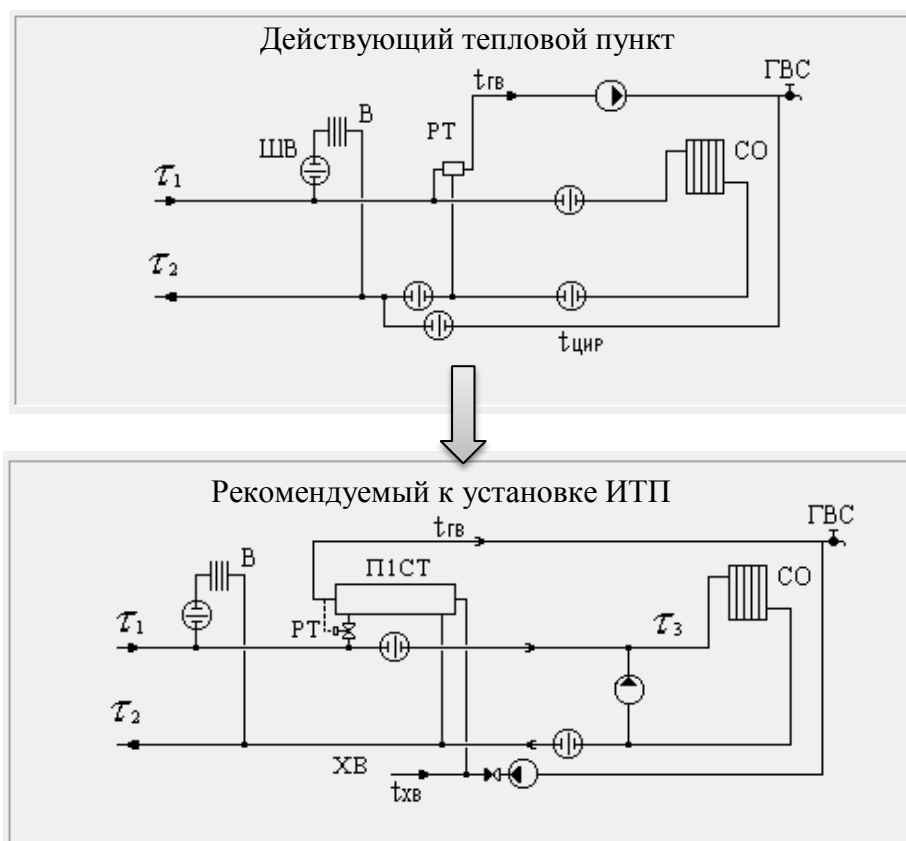


Рисунок 1. Рекомендуемая схема подключения потребителей тепловой энергии к тепловым

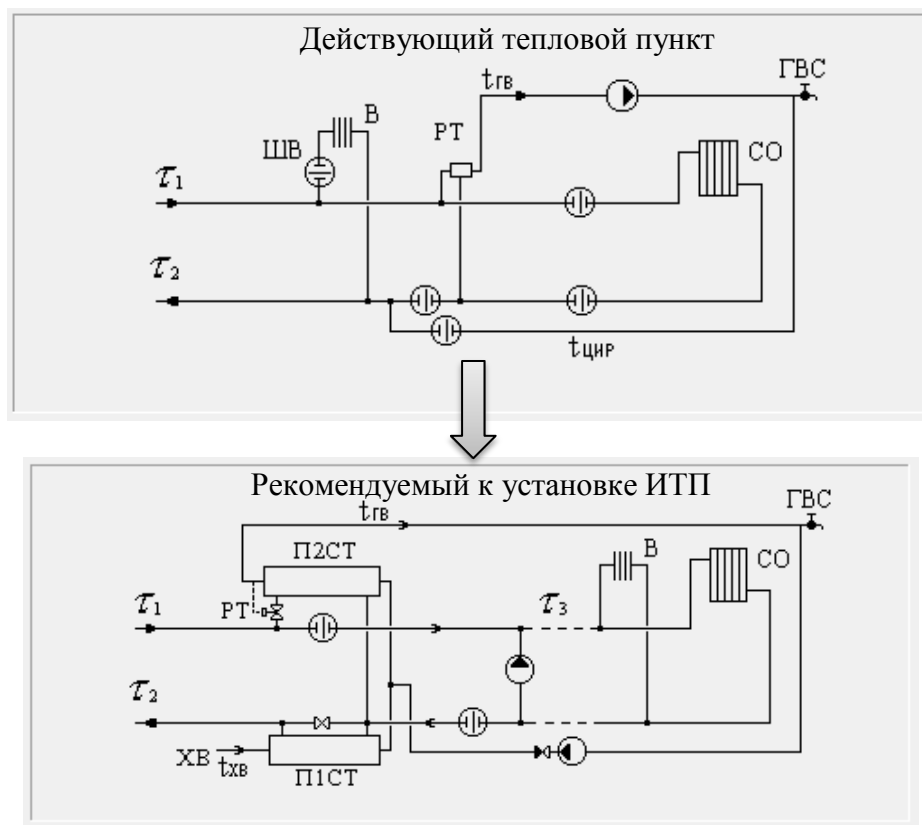


Рисунок 2. Рекомендуемая схема подключения потребителей тепловой энергии к тепловым сетям (двухступенчатая-смешанная)

Следует отметить, что оборудование ИТП связано с необходимостью выделения помещения. В жилых объектах, где отсутствуют подвальные или полуподвальные помещения, возникает необходимость организации теплового пункта в соседних зданиях или строительство отдельно стоящего помещения. Это в свою очередь ведёт к перекладке квартальных теплотрасс и прокладке разводящих и циркуляционных трасс горячей воды, что значительно увеличивает стоимость перехода на закрытую систему ГВС. При расчете капитальных вложений одновременно с установкой ИТП предусматривается установка приборов учёта тепловой энергии.

Важной сопутствующей проблемой при переходе с открытых систем горячего водоснабжения на закрытые является необходимость увеличения объемов подачи холодной воды непосредственно каждому потребителю.

В декабре 2015 года был реализован проект «Реконструкция Нижнетуриной ГРЭС» с вводом в эксплуатацию двух блоков ПГУ-230, двух водогрейных и двух паровых вспомогательных котлов, общестанционного оборудования. С 1 января 2016 года отпуск тепловой энергии осуществляется только от новой очереди станции.

Установленная тепловая мощность станции на 31 декабря 2016 года составляет 522 Гкал/ч. Источники тепловой мощности – турбины ст. №№ ТГ-1,2 ПТ, водогрейные котлы ст. №№ 1,2 и водоводяные теплообменники (ВВТО) котлов-утилизаторов (КУ) ст. №№ 1,2. Тепловая мощность турбин ст. №№ ТГ-1,2 ПТ типа КТ-63-7,7 = 2x126 Гкал/ч, водогрейных котлов ст. №№ 1,2 типа

КВГМ-139,6-150 (ПТВМ-120) = 2х120 Гкал/ч, ВВТО КУ ст. №№ 1,2 типа Е-204/48,6-7,42/1,19-467/274 (ПК-87) = 2х15 Гкал/ч.

Переход города на закрытую систему горячего водоснабжения приведёт к выводу излишней мощности ВПУ в резерв.

Сценарием предусмотрена замена существующих поселковых на блочные модульные котельные на сжиженном газе, установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной ЦОК п. Ис и п. Сигнальный.

В план мероприятий сценария включены работы по реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения в 2017-2032 г.г.

**Сценарий 2** предполагает поэтапный перевод потребителей на «закрытую» схему присоединения системы ГВС с установкой индивидуальных тепловых пунктов с погодным регулированием (далее по тексту ИТП).

Также, как и в сценарии 1 частный сектор р-на Железянка проектируется на индивидуальное отопление.

Сценарием предусмотрена замена существующих поселковых на блочные модульные котельные на сжиженном газе, установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной ЦОК п. Ис и п. Сигнальный.

В план мероприятий сценария включены работы по реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения в 2017-2032 г.г.

Следует отметить, что при переходе на закрытую систему горячего водоснабжения увеличивается гидравлическая устойчивость тепловой сети.

### *Принципы формирования вариантов*

В соответствии с п. 10 ст. 20 Федерального закона от 7 декабря 2011 года N 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»»:

- статью 29 [Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»]:

а) дополнить частью 8 следующего содержания: "8. С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.";

б) дополнить частью 9 следующего содержания: "9. С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд

горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается."

Таким образом, в соответствии с действующим законодательством, необходимо предусмотреть перевод потребителей Нижнетуринского городского округа на «закрытую» схему присоединения системы ГВС.

Актуальность перевода открытых систем горячего водоснабжения на закрытые обусловлена тем, что:

- в случае открытой системы технологическая возможность поддержания температурного графика при переходных температурах с помощью подогревателей отопления отсутствует, и наличие излома (70 °С) для нужд ГВС приводит к перетопам в помещениях зданий.
- существует перегрев горячей воды при эксплуатации открытой системы теплоснабжения без регулятора температуры горячей воды, которая фактически соответствует температуре воды в подающей линии тепловой сети.

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;
- повышение гидравлической устойчивости работы тепловой сети;
- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;
- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;
- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение перетоков» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;
- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;
- снижение аварийности систем теплоснабжения.

Поэтому основной задачей стоящей при разработке схемы теплоснабжения является перевод снабжения горячей водой на закрытую схему.

Следует отметить, что при переходе на закрытую систему теплоснабжения:

- уменьшаются затраты на подпитку, так как уменьшается расход на водоподготовку и появляется возможность использования дешевой технической воды;



- применение для водоподготовки первой ступени На-катионитового фильтра позволит повысить качество сетевой воды.

Перечень основных отличий рассматриваемых сценариев представлен в таблице 1.

Таблица 1. Основные отличия сценариев развития системы теплоснабжения городского округа

Критерий сравнения	Сценарий 1	Сценарий 2
Перевод потребителей на «закрытую» схему присоединения системы ГВС с установкой подогревателей горячей воды и существующая система присоединения потребителей к теплотрассе	+	-
Перевод потребителей на «закрытую» схему присоединения системы ГВС с установкой индивидуальных тепловых пунктов с погодным регулированием	-	+
Реконструкция паровой котельной в п. Ис (ЦОК). Строительство модульной водогрейной котельной.	+	+
Реконструкция НС1, НС2 и НС3	+	+
Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения в 2017-2032 г.г.	+	+

«+» - предусматривается сценарием, «-» - не предусматривается сценарием.

## Раздел 1. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки Нижнетуринского городского округа на период до 2032 г. определялся по данным Генерального плана муниципального образования Нижнетуринский городской округ, разработанного ЗАО «Проектно-изыскательский институт ГЕО».

Следует отметить, что в Схеме теплоснабжения принят оптимистический сценарий градостроительного развития города (исходя из максимальной ёмкости территорий).

Рекомендуется проводить актуализацию данных, приведенных в Генеральном плане, в связи с изменяющейся экономической ситуацией.

В таблице 2 представлены данные по перспективам развития Нижнетуринского городского округа.

Таблица 2. Перспективы развития Нижнетуринского городского округа

№	Наименование показателя	Единица измерения	Состояние по данным генерального плана	Расчётный срок
1	ТЕРРИТОРИЯ НИЖНЕТУРИНСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА			
1.1	Общая площадь территории Нижнетуринского городского округа	га	194174	194174
1.2	Зона градостроительного использования	га	8649	8649
1.3	Зона производственного использования	га	55	55
1.4	Зона инженерной и транспортной инфраструктуры	га	427	427
1.5	Зона сельскохозяйственного использования	га	8906	8906
1.6	Зона рекреационного назначения	га	149967	149967
1.7	Зона специального назначения	га	26171	26171
2.	НАСЕЛЕНИЕ			
2.1.	Общая численность населения	чел.	29255 (25925 – на текущий момент)	34715
		% роста от существующей численности постоянного населения		33,9
2.2.	Плотность населения	чел на кв. км	14	18
3	ЖИЛИЩНЫЙ ФОНД			
3.1	Общий объем жилищного фонда	кв. м	752800	860932
3.2	Общий объем нового жилищного строительства	кв. м		108132
3.3	Средняя обеспеченность населения общей площадью квартир	кв. м/ чел.	25,7	24,8
4	УСЛУГИ В СИСТЕМЕ ОБРАЗОВАНИЯ			
4.1	Детские дошкольные учреждения	Всего, мест	1651	1740
		Мест/1000 чел.	1462	1735
4.2	Общеобразовательные школы	Всего, мест	2792	2792
		Мест/1000 чел.	3218	3888

5	МЕДИЦИНСКИЕ УСЛУГИ			
5.1	Больницы	Всего, коек	277	277
		коек/1000 чел.	204	243
5.2	Амбулаторно- поликлинические учреждения	Посещений в смену	680	700
		Посещений в смену на 1000 чел.	877	1041
5.3	ФАП	количество	6	6
		%обеспеченности населенных пунктов	29	29
5.4	Аптеки	объект	6	6
		Объект на 10 тыс. чел.	3	4
6	УСЛУГИ ТОРГОВЛИ И ОБЩЕСТВЕННОГО ПИТАНИЯ			
6.1	Предприятия розничной торговли	кв. м торг. Площади	(Н-Тура)6089	(Н-Тура)9000
			(малые н/п) 2189	(малые н/п) 2300
		кв. м торг. площади на 1000 чел.	6699	8442
			692	833
6.2	Предприятия общественного питания	Посадочных мест	2540	2700
		Посадочных мест на 1000 чел.	906	1076
7	УСЛУГИ УЧРЕЖДЕНИЙ КУЛЬТУРЫ			
7.1	Учреждения культуры клубного типа	Мест	564	764
		На 1000 чел.	692	833
7.2	Музеи	Объект	1	1
		Объект на 10 тыс. чел.	2	3
7.3	Библиотеки	Учреждение	8	8
		Учреждение		
8	БЫТОВЫЕ УСЛУГИ			
8.1	Бани	Помывочных мест	40	40
		Помывочных мест на 1000 чел.	146	173
8.1	Гостиницы	Мест	45	45
		Мест/1000 чел.	146	173

Согласно данным таблицы 2 был проведен расчёт перспективных теплопотреблений для варианта потребления тепла по перспективным нормативам градостроительного проектирования Свердловской области НГПСО 1 – 2009.66 для зоны с расчётной температурой наружного воздуха -36°C и при 3-4 этажной застройки. Высота застройки принята условно, так как в генплане отсутствуют привязки будущей застройки по территории Нижнетуринского городского округа и по этажности.

Расход тепла на горячее водоснабжение рассчитывался на основании постановления РЭК Свердловской области от 27.08.2012 № 132 (все вновь вводимые объекты жилья имеют горячее водоснабжение и оборудованы ваннами длиной 1500-1700 мм, норматив 4,01м³ на жителя) Результаты расчётов сведены в таблицу 3.

Таблица 3. Перспективные тепловые нагрузки на конец расчётного периода

№	Показатели		Значение	Величины часовых нагрузок, Гкал/ч
1	Годовое потребление тепла на жилищное строительство	Площадь, м²	108132,0	
		жителей	4360,0	
		Жилая застройка без внедрения энергосберегающих мероприятий	38668,0	15,0
		Жилая застройка с внедрением энергосберегающих мероприятий	24598,4	9,5
		Потребление тепла на ГВС	12588,7	3,3
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	51256,7	18,3
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	37187,1	12,8
2	Детские дошкольные учреждения	мест	89,0	
		Площадь, м²	2415,0	
		Потребление тепла на ГВС	51,7	0,0136
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	1016,1	0,3729
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	895,1	0,3278
3	Предприятия общественного питания	посадочных мест	160,0	
		Площадь, м²	200,0	
		Потребление тепла на ГВС	384,0	0,1006
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	455,6	0,1296
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	452,0	0,1282
4	Предприятия розничной торговли	Площадь, м²	111,0	
		Потребление тепла на ГВС	5,2	0,00137
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	43,2	0,01676
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	41,3	0,03140
5	Учреждения культуры клубного типа	Число мест	200,0	
		Потребление тепла на ГВС	10,9	0,0029
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	189,7	0,0693
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	173,4	0,0630

Территориальная привязка перспективной застройки не производилось. Условно принято, что вся перспективная застройка находится на территории города Нижняя Тура (ИНЗД – 001). Пуск в эксплуатацию объектов принят равномерным в течении всего расчётного периода.

### 1.1. Прогноз прироста тепловых нагрузок и потребления тепловой энергии на период до 2032 года

Существующие объемы потребления тепловой энергии представлены в частях 5 и 6 главы 1 Тома 2 и составляют 90,585 Гкал/ч без учета потерь. Существующие и перспективные объемы потребления теплоносителя представлены в разделе 3 настоящего документа. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения. Прогноз прироста тепловой нагрузки и потребляемой тепловой энергии на территории города Нижняя Тура за счет ввода в эксплуатацию вновь строящихся зданий для периодов 2017-2021 гг., 2022-2027 гг., 2027-2032 гг., и на весь рассматриваемый период 2017-2032 гг. с разделением по группам потребителей и видам теплопотребления приведен в таблицах 4 и 5.

Из таблиц видно:

- прирост нагрузки жилищного фонда в г. Нижняя Тура в период с 2017 по 2032 гг. прогнозируется на уровне 19,52 Гкал/ч (94,27 % от суммарной нагрузки);
- прирост общественного фонда – 0,64 Гкал/ч (5,73 %).

Суммарный прирост тепловых нагрузок по перспективной застройке к 2032 г. ожидается на уровне 20,16 Гкал/ч.

В общем теплопотреблении перспективной застройки города основным видом теплопотребления будет отопление, на долю которого приходится 77,6 % от общей тепловой нагрузки.

Таблица 4. Динамика роста мощности потребления тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий, Гкал/ч

Год	Жильё	Общественные и деловые постройки	Сумма
2017	1,22	0,04	1,26
2018	2,44	0,08	2,52
2019	3,66	0,12	3,78
2020	4,88	0,16	5,04
2021	6,1	0,2	6,3
2022	7,32	0,24	7,56
2023	8,54	0,28	8,82
2024	9,76	0,32	10,08
2025	10,98	0,36	11,34
2026	12,2	0,4	12,6
2027	13,42	0,44	13,86
2028	14,64	0,48	15,12
2029	15,86	0,52	16,38
2030	17,08	0,56	17,64
2031	18,3	0,6	18,9
2032	19,52	0,64	20,16

Таблица 5. Динамика роста мощности потребления тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий, Гкал/ч

Год	Жильё	Общественные и деловые постройки	Сумма
2017	0,85	0,04	0,89
2018	1,71	0,08	1,79
2019	2,56	0,12	2,68
2020	3,41	0,16	3,57
2021	4,27	0,2	4,47
2022	5,12	0,24	5,36
2023	5,97	0,28	6,25
2024	6,83	0,32	7,15
2025	7,68	0,36	8,04
2026	8,53	0,4	8,93
2027	9,39	0,44	9,83
2028	10,24	0,48	10,72
2029	11,09	0,52	11,61
2030	11,95	0,56	12,51
2031	12,80	0,6	13,40
2032	13,65	0,64	14,29

На рисунке 3 приведены результаты прогноза тепловой нагрузки по городу Нижняя Тура на основе прогноза перспективной застройки на период до 2032 г. с учётом и без учета требований Приказа Министерства регионального развития РФ от 28 мая 2010 года №262 «О требованиях энергетической эффективности зданий, строений и сооружений».



Рисунок 3. Диапазон прогнозной величины тепловой нагрузки по Нижнетуринского городского округа на период до 2032 г.

## **Раздел 2. Перспективные балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки**

### *2.1. Общие положения*

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей составлены для каждого из вариантов развития системы теплоснабжения.

Расчет радиусов эффективного теплоснабжения приведен в разделе 4 настоящего документа.

В ходе актуализации схемы теплоснабжения были определены следующие расчетные элементы территориального деления Нижнетуринского городского округа в соответствии с административными границами населенных пунктов:

- г. Нижняя Тура;
- п. Ис;
- п. Сигнальный;
- п. Косья;
- д. Большая Именная.

Зона действия источника тепловой энергии - территория поселения городского округа, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения. В Нижнетуринском городском округе можно выделить следующие зоны действия источников тепловой энергии.

- Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – НТ ГРЭС. Идентификационный номер зоны действия (ИНЗД) – 001.

- Зоны действия источников тепловой энергии – поселковых котельных, включающих котельные ЦОК и ФЖК п. Ис (ИНЗД – 002), котельную п. Сигнальный (ИНЗД – 003), котельные п. Косья (ИНЗД – 004), котельную д. Большая Именная (ИНЗД – 005).

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в Нижнетуринском городском округе сформированы в исторически сложившихся на территории города микрорайонах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой. Такие здания (одноэтажные и двухэтажные), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение жителей осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

В перспективном положении на расчетный срок изменение зон действия источников тепловой энергии, а также зон действия индивидуальных источников тепловой энергии не предполагается.

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, сложившихся (установленных по утвержденным картам гидравлических режимов тепловых сетей) в отопительном периоде 2015/2016. Данные балансы представлены в Разделе 3 «Перспективные балансы теплоносителя».

В установленных зонах действия источников тепловой энергии определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, изложенными в Разделе 1 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

Далее рассмотрены балансы располагаемой тепловой мощности и перспективной присоединенной тепловой нагрузки для каждого из вариантов развития системы теплоснабжения, предложенных к рассмотрению в мастер-плане. В данном случае использованы предложения о развитии (сокращении) установленной тепловой мощности источников тепловой энергии и сокращению (расширению) зон действия источников тепловой энергии с тем, чтобы обеспечить нормативные требования к перспективным резервам тепловой мощности источников теплоснабжения.

Полный перечень потребителей по договорам теплоснабжения приведен в Приложении 6.



## *2.2. Радиус эффективного теплоснабжения*

Расчет перспективного радиуса эффективного теплоснабжения для НТ ГРЭС и наиболее крупных котельных проведен на основании утвержденных методических положений. Расчет существующего радиуса эффективного теплоснабжения представлен в Главе 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов.

При расчетах были использованы полуэмпирические соотношения, полученные в результате анализа структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения.

Перспективный радиус эффективного теплоснабжения определен для всех рассматриваемых периодов с учетом приростов тепловой нагрузки и расширения зон действия источников тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в таблице 6.

Необходимо отметить, что значительных изменений эффективного радиуса не происходит, так как основные влияющие параметры либо не изменялись (температурный график, удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети), либо их изменения не приводили к существенным отклонениям от существующего состояния в структуре распределения тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии.

Таблица 6. Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для НТ ГРЭС и котельных

Параметры	Ед. измерения	НТ ГРЭС			Котельные				
		ЗМИ	ЭАЗ	п. Нагорный	п. Ис ЦОК	п. Ис ФЖК	п. Сигнальный	дер. Большая Именная	п. Косья
Площадь зоны действия источника	км²	2,4	1,7	0,8	0,5	0,1	0,1	0,05	0,08
Количество абонентов в зоне действия	ед.	620	301	48	216	51	144	3	7
Суммарная присоединённая нагрузка всех потребителей	Гкал/час	41,35	34,00	3,44	7,89	1,86	1,69	0,075	0,28
Расстояние от источника до наиболее удалённого потребителя вдоль главной магистрали	м	7180	8316	720	6800	2200	3400	120	450
Расчётная температура в подающем трубопроводе	°С	110	115	95	95	95	95	95	95
Расчётная температура в обратном трубопроводе	°С	70	70	70	70	70	70	70	70
Потери давления в тепловой сети	м.вод.ст	52	52	78	65	45	35	25	25
Эффективный радиус	км	11,04	9,84	15,83	8,65	8,41	7,19	15,51	12,87

## 2.3. Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2032 г.

### 2.3.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2017 г.

Существующий баланс располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии Нижнетурунского городского округа приведен в таблице 7.

Таблица 7. Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки источников тепловой энергии

Источники	Установлен ная мощность, Гкал/час	Располагае мая мощность, Гкал/час	Собственные и производствен ные нужды, Гкал/ч	Подключен ная макс. нагрузка, Гкал/ч	Потери теплов ой энергии, %	Потери теплов ой энергии, Гкал/ч	Резерв (+), дефицит (-)
Нижнетурунская ГРЭС	522,0	522,0	-***	78,79	41,0/ 15,59	32,30/ 12,28 **	410,92/ 427,62*
ЦОК п. Ис	20,4	13,6	1,86	7,89	48,1	3,80	0,05
Котельная ФЖК	9,0	8,0	0,38	1,86	40,6	0,76	5,00
Котельная п. Сигнальный	5,16	3,46	0,4	1,69	54,1	0,91	0,82
ЦОК п. Косья	3,12	2,98	0,062	0,284	55,7	0,16	2,48
Котельные дер. Б.Именная	0,104	0,104	0,001	0,075	25	0,02	0,008
ИТОГО:	559,8	550,1	2,703	90,58	-	37,94/ 17,92	418,92/ 435,62

\*Информация не предполагает отпуск тепловой энергии на нужды теплоснабжения г. Лесной.

\*\*Предоставлена различная информация от эксплуатирующих организаций

\*\*\*Отсутствует возможность определить в связи с работой источника НТГРЭС на системы централизованного теплоснабжения двух муниципальных образований

### 2.3.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2025 г.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок без учета тепловых потерь за период с 2017 г. по 2025 г., задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту с учетом нагрузки ГВС, приведены в таблице 8.

Таблица 8. Прогнозируемые к 2025 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников, Гкал/ч

Источник	Нагрузка на начало периода	Прирост тепловой
Нижнетуринская ГРЭС	78,79	11,34
п. Ис(ЦОК)	7,89	0
п. Ис(ФЖК)	1,86	0
п. Сигнальный	1,69	0
п. Косья	0,28	0
дер. Большая Именная	0,075	0
Итого	90,58	11,34

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2025 г. представлены в таблице 9.

Таблица 9. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2025 г., Гкал/ч

Источник	Установленная тепловая мощность,	Располагаемая тепловая мощность	Собственные и производственные нужды	Расчетная тепловая нагрузка	Потери в тепловых сетях	Резерв (+)/ Дефицит (-)
Нижнетуринская ГРЭС	522,0	522,0	-***	90,13	12,28	419,59
п. Ис(ЦОК)	20,4	13,60	1,86	7,89	3,80	0,05
п. Ис(ФЖК)	9,0	8,0	0,38	1,86	0,76	5,00
п. Сигнальный	5,16	3,46	0,4	1,69	0,91	0,82
п. Косья	3,12	2,98	0,062	0,28	0,16	2,48
дер. Большая	0,104	0,104	0,001	0,075	0,02	0,008
Итого	522,0	550,1	2,703	101,93	17,93	427,58

Анализ таблицы показывает следующее:

- к 2025 г. расчетная присоединенная договорная нагрузка увеличится на 11,34 Гкал/ч или на 12,5 % по отношению к уровню 2017 г. и составит 101,93 Гкал/ч;
- на источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии к 2025 г. будет приходиться 85% всей расчетной присоединенной тепловой нагрузки.

### 2.3.3 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2032 г.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок без учета тепловых потерь за период с 2025 г. по 2032 г., задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту с учетом нагрузки ГВС, приведены в таблице 10.

Таблица 10. Прогнозируемые к 2032 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия, Гкал/ч

Источник	Нагрузка на начало периода	Прирост тепловой нагрузки
Нижнетуринская ГРЭС	90,13	8,82
п. Ис(ЦОК)	7,89	0
п. Ис(ФЖК)	1,86	0
п. Сигнальный	1,69	0
п. Косья	0,28	0
дер. Большая Именная	0,075	0
Итого	101,93	8,82

Таблица 11. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2032 г., Гкал/ч

Источник	Установленная тепловая мощность,	Располагаемая тепловая мощность	Собственные и производственные нужды	Расчетная тепловая нагрузка	Потери в тепловых сетях	Резерв (+)/ Дефицит (-)
Нижнетуринская ГРЭС	522,0	522,0	***	98,95	12,28	410,77
п. Ис(ЦОК)	20,4	13,60	1,86	7,89	3,80	0,05
п. Ис(ФЖК)	9,0	8,0	0,38	1,86	0,76	5,00
п. Сигнальный	5,16	3,46	0,4	1,69	0,91	0,82
п. Косья	3,12	2,98	0,062	0,28	0,16	2,48
дер. Большая	0,104	0,104	0,001	0,075	0,02	0,008
Итого	522,0	550,1	2,703	110,75	17,93	418,76

Анализ таблицы 11 показывает следующее:

- к 2032 г. расчетная присоединенная договорная нагрузка увеличится на 20,16 Гкал/ч или на 25 % по отношению к уровню 2017 г. и составит 110,75 Гкал/ч;
- на источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии к 2032г. будет приходиться 86% всей расчетной присоединенной тепловой нагрузки.

### Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя

#### 3.1. Общие положения

В результате разработки должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;
- составлен баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности ВПУ, в том числе и в аварийных режимах работы системы теплоснабжения.

#### 3.2. Перспективные объемы теплоносителя

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии, прогнозировались исходя из следующих условий:

- регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;
- расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;
- расход теплоносителя на обеспечение нужд горячего водоснабжения потребителей в зоне открытой схемы теплоснабжения изменяется с темпом реализации проекта по переводу системы теплоснабжения на закрытую схему, в соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении». В расчетах принято, что к 2022 году все потребители в зоне действия открытой системы теплоснабжения будут переведены на закрытую схему присоединения системы ГВС. При этом в расчетах учтено, что при переходе на закрытую схему теплоснабжения поток тепловой энергии для обеспечения горячего водоснабжения несколько увеличится и сократится только подпитка тепловой сети в размере теплоносителя, потребляемого на нужды горячего водоснабжения.

- сверхнормативный расход теплоносителя на компенсацию его потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям будет сокращаться, темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей;

В таблице 12 представлены перспективные объемы теплоносителя для развития системы теплоснабжения, с учетом предлагаемых к реализации мероприятий по новому строительству, реконструкции трубопроводов и переводу потребителей с открытой схемы горячего водоснабжения на закрытую. Как видно из таблицы 12:

- подпитка в тепловых сетях снижается с 2326140 тонн/год в 2017 году до 180963 тонн/год в 2032 году;
- нормативные потери теплоносителя несколько увеличатся, в зависимости от строительства новых тепловых сетей и реконструкции с увеличением диаметров трубопроводов;
- расход теплоносителя на обеспечение нужд горячего водоснабжения потребителей в зоне открытой схемы теплоснабжения к 2022 году снизится до нуля, в связи с реализацией проекта по переводу системы теплоснабжения на закрытую схему.

Расчетная производительность водоподготовительных установок НТГРЭС по подпитке открытой теплосети составляет 960 м<sup>3</sup>/ч. Определить баланс ВПУ не представляется возможным в связи с работой источника тепловой энергии на системы централизованного теплоснабжения двух муниципальных образований. Более подробная информация представлена в соответствующих разделах Обосновывающих материалов.

Том I. Схема теплоснабжения Нижнетурина городского округа

Таблица 12. Перспективный баланс теплоносителя систем теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2027	2032
Зона действия НТ ГРЭС										
Производительность ВПУ	т/ч	960	960	960	960	960	960	960	960	960
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	1528,9	1344,6	1106,4	868,4	630,1	391,7	132,3	132,3	132,3
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	1396,6	1212,3	974,1	736,1	497,8	259,4	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	_*	_*	_*	_*	_*	_*	_*	_*	_*
Зона действия котельной ЦОК п. Ис										
Производительность ВПУ	т/ч	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	130,8	112,4	92,1	73,3	55,4	37,8	21,9	21,9	21,9
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	108,9	90,5	70,2	51,4	33,5	15,9	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	60,1	62,2	64,5	66,6	68,7	70,7	72,5	72,5	72,5
Зона действия котельной ФЖК п. Ис										
Производительность ВПУ	т/ч	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	0,83	0,83	0,83
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	7,1	7,1	7,1
Зона действия котельной п. Сигнальный										
Производительность ВПУ (отсутствует)	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37	4,5	4,5	4,5
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	-0,73	-0,73	-0,73	-0,73	-0,73	-0,73	-0,51	-0,51	-0,51



## Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

### 4.1. Общие положения

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии пунктом 10 и пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения. В результате разработки должны быть решены следующие задачи.

- **Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.** Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки (3-4 этажной). Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде. Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется. На перспективу индивидуальное теплоснабжение предусматривается для индивидуального жилищного фонда и малоэтажной застройки (1-3 эт.).

- Предложения по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок. В декабре 2015 года был реализован проект «Реконструкция Нижнетурина ГРЭС» с вводом в эксплуатацию двух блоков ПГУ-230, двух водогрейных и двух паровых вспомогательных котлов, общестанционного оборудования. С 1 января 2016 года отпуск тепловой энергии осуществляется только от новой очереди станции. Оборудование старой очереди Нижнетурина ГРЭС было официально выведено из эксплуатации с 1 июля 2016 года.

- Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии. Данные балансы представлены в разделе Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки, а также разделе Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок.

- Расчет радиусов эффективного теплоснабжения каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов. Данный расчет произведен для НТ ГРЭС и котельных и представлен в соответствующем разделе настоящей схемы.

- **Предложения по новому строительству,** реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения по сценарию 1 и 2

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения сформированы на основе мероприятий, прописанных в Мастер-плане разработки схемы теплоснабжения Нижнетуринского городского округа до 2032 г. Во всех предложенных вариантах полностью покрывается потребность в приросте тепловой нагрузки, в каждой из зон действия существующих источников тепловой энергии и в зонах, не обеспеченных источниками тепловой энергии.

Также при формировании данного раздела по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии учитывалось:

- покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;
- максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления;
- определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;
- определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство источников и тепловых сетей осуществлялась в соответствии с редакцией разработанной схемы теплоснабжения от 2014 года по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ, установленных в соответствии с Методическими рекомендациями по формированию укрупненных показателей базовой стоимости на виды работ и порядку их применения для составления инвесторских смет и предложений подрядчика (УПБС ВР), Сборником укрупненных показателей базисной стоимости на виды работ и государственными элементными сметными нормами на строительные работы в части сборников: №2 (ГЭСН 2001 -

01 «Земляные работы»); №24 (ГЭСН 2001 -24 «Теплоснабжение и газопроводы - наружные сети»), № 26 (ГЭСН 2001-26 «Теплоизоляционные работы»; ГЭСНр; ГЭСНм; ГЭСНп; отраслевых сметных норм и территориальных сметных норм с применением индекс-дефляторов для приведения к стоимости 2017 года.

Показатели УПБС ВР по каждому виду работ содержат:

- наименование видов работ и затрат;
- измеритель;
- показатели трудоемкости и основной заработной платы рабочих- строителей;
- коды материалов-представителей и их приведенный расход;
- сметную и оптовую цены единицы измерения материалов- представителей;
- общую стоимость материалов по данному виду работ;
- коды строительных машин;
- количество машино-смен, необходимых для выполнения данного вида работ;
- сметную цену машино-часа;
- заработную плату машинистов;
- общий размер затрат на эксплуатацию машин;
- прямые затраты по виду работ;
- стоимость вида работ (с накладными расходами и сметной прибылью),

рассчитанную для каждого вида работ.

В описании вида работ мелкие и сопутствующие операции не упоминаются, но показателями учтены. В показателях также учтены затраты на выгрузку материалов, изделий и конструкций на приобъектном складе, горизонтальное и вертикальное транспортирование их от приобъектного склада до места установки, монтажа и укладки (внутрипостроечный транспорт). Стоимостные показатели рассчитывались для Свердловской области, приведенные в сборнике территориальных сметных нормативов и территориальных единичных расценок на монтаж оборудования ТЕРм-2001. В наименовании каждого вида работ приводится информация по виду работ, содержащая инженерные характеристики и параметры конструктивного решения. Объемы работ для составления сметной документации подсчитываются на основе проектного решения объекта, проекта организации строительства и данных о составе поправочных коэффициентов к показателям по сборнику ТЕРм-2001.

Для всех нормативов при строительстве инженерных сетей и сооружений в стесненных условиях застроенной части городов принимался коэффициент 1,15. Стоимость работ по демонтажу отдельных конструкций инженерных сооружений определялась по ТЕРм-2001.

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась в соответствии с редакцией разработанной схемы теплоснабжения от 2013 года с применением индекс-дефляторов для приведения к стоимости 2017 года (Индексы к ФЕР-2001/ТЕР-2001 по видам строительства).

Таблица 13. Индекс-дефлятор по Свердловской области

Индекс-дефлятор	Год	2014	2015	2016	2017
	процентов к предыдущему году	107,8	111,0	109,5	107,5

Необходимость вносить предложения по переоборудованию источников тепловой энергии в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, мероприятия по переводу существующих котельных в пиковый режим работы, производить перераспределение тепловой энергии между источниками или пересматривать существующие температурные графики, а также вносить предложения по перспективной установленной тепловой мощности с учетом аварийного режима работы, по вводу или реконструкции источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии на момент проведения актуализации схемы теплоснабжения отсутствует.

#### 4.2. Развитие источников теплоснабжения

Развитие источников тепловой энергии заключается в переводе существующих поселковых источников тепловой энергии на необслуживаемые блочные модульные котельные, а также в реализации мероприятий по модернизации и реконструкции оборудования НТГРЭС.

Капитальные вложения на реконструкцию оборудования НТГРЭС представлены в таблице 14.

Таблица 14. Предложения по реконструкции оборудования НТГРЭС

№	Наименование мероприятия	Год	Стоимость, тыс. руб.
1	Реконструкция схемы предочистки сырой воды: с установкой блока дополнительных механических фильтров	2018	3 000
2	Монтаж воздушно-осушительной установки для консервации паровых турбин 1,2 (КТ-63-7,7) (ПиР И СМР)	2018	3 000
3	Реконструкция центрального фидерного пункта 6 кВ с установкой нового модульного здания блочного типа (ПиР И СМР)	2018-2019	33 000
4	Реконструкция ОРУ-110 кВ и ОРУ-220 кВ (ПиР)	2017	400
5	Реконструкция ОРУ-110 кВ (СМР)	2018-2023	39 720

№	Наименование мероприятия	Год	Стоимость, тыс. руб.
6	Реконструкция ОРУ-220 кВ (СМР)	2018-2023	13 310
7	Реконструкция схемы стоков ВПУ – оборотная схема (ПиР И СМР)	2018-2020	44 000
8	Монтаж дополнительного бака коагулированной воды (ПиР И СМР)	2018-2019	10 000
9	Монтаж перемычки по ципк. Воде между блоками ПГУ 1 и 2 в здании обратных клапанов	2018	1 000
10	Реконструкция газопровода старой очереди (ПиР И СМР)	2018-2019	10 000
11	Реконструкция ротора паровой турбины парогазовой установки №1 (ПиР И СМР)	2017-2018	5 000
12	Реконструкция ротора паровой турбины парогазовой установки №2 (ПиР И СМР)	2017-2018	5 000
13	Реконструкция схемы постоянного тока с заменой аккумуляторной батареи №2 (ПиР И СМР)	2020	7 000
14	Внеоборотные активы	2017-2021	2 776
15	Оборудование, не требующее монтажа	2018-2021	3 507
	<b>ИТОГО:</b>		<b>180 713</b>

Капитальные вложения на реконструкцию поселковых котельных:

- замена существующих котельных посёлка Косья на единую блочную модульную котельную на сжиженном газе с учетом внедрения диспетчеризации и автоматизации технологических процессов мощностью ~1 МВт стоимостью 8 000 тыс. руб.
- замена существующей котельной деревни Большая Именная на блочную модульную котельную на сжиженном газе с учетом внедрения диспетчеризации и автоматизации технологических процессов мощностью ~0,5 МВт стоимостью 5 500 тыс. руб.
- замена существующей котельной комплекса ФЖК посёлка Ис на блочную модульную котельную на с учетом внедрения диспетчеризации и автоматизации технологических процессов мощностью ~3,6 МВт стоимостью 11 000 тыс. руб.
- установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной ЦОК п. Ис стоимостью 1 000 тыс. руб.
- установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной п. Сигнальный стоимостью 500 тыс. руб.

Капитальные затраты составляют 26 000 тыс. руб. с учетом НДС и представлены в таблице 15.

*Том 1. Схема теплоснабжения Нижнетурина городского округа*

*Таблица 15. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции котельной п. Ис (ЦОК), (тыс. руб.)*

<b>Затраты</b>	<b>2017 год</b>	<b>2018 год</b>	<b>2019 год</b>	<b>2020 год</b>	<b>2021 год</b>	<b>2022 год</b>
ПИР и ПСД	0,0	1500	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование	0,0	0,0	8752	1952	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	0,0	0,0	2789	5276	0,0	0,0
Всего капитальные затраты	0,0	0,0	10634	7228	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	900	400	0,0	0,0
НДС	0,0	0,0	3966	1372	0,0	0,0
Всего смета проекта	0,0	1500	15 500	9000	0,0	0,0

## **Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них**

### *5.1. Общие положения*

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разрабатываются в соответствии с подпунктом «д» пункта 4, пунктом 11 и пунктом 43 Требований к схемам теплоснабжения.

Необходимость внесения предложений по новому строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в ходе актуализации схемы теплоснабжения отсутствует.

Необходимость внесения предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников в ходе актуализации схемы теплоснабжения отсутствует.

Необходимость внесения предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет перевода котельных в пиковый режим или ликвидации котельных в ходе актуализации схемы теплоснабжения отсутствует.

Предложения по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки во вновь осваиваемых районах поселения под жилищную, комплексную или производственную застройку не выявлены в связи с индивидуальным характером организации теплоснабжения в новом перспективном районе Железенка.

Предложения по новому строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения (замена в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса) сформированы в виде перечня трубопроводов тепловых сетей, подлежащих замене (Таблица 17). Обоснование проведения мероприятий обуславливается количеством аварий, утечек и отказов на тепловых сетях, приведенных в Приложении 5, а также существующим уровнем надежности системы, представленном в части 9 главы 1 Обосновывающих материалов.

В качестве мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них с целью улучшения гидравлических режимов и обеспечения качества воды в открытых системах представлены мероприятия по установке насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЗМИ г. Нижняя Тура, а также установке насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЭАЗ г. Нижняя Тура. Целесообразность обуславливается необходимостью улучшения гидравлических режимов системы.

В соответствии с действующим законодательством, необходимо предусмотреть перевод потребителей энергоисточников на «закрытую» схему присоединения системы ГВС.

Сценарии развития схемы теплоснабжения предполагают поэтапный перевод потребителей на «закрытую» схему присоединения системы ГВС с установкой подогревателей горячей воды или индивидуальных тепловых пунктов с погодным регулированием (далее по тексту ИТП) взамен элеваторных узлов.

Для реализации данного решения в здании предполагается установить автоматизированные блочные тепловые пункты ведущих производителей.

Тепловой пункт (ТП) - один из главных элементов системы централизованного теплоснабжения зданий, выполняющий функции приема теплоносителя, преобразования (при необходимости) его параметров, распределения между потребителями тепловой энергии и учета ее расходования.

Для упрощения процесса проектирования, комплектации и монтажа ТП могут изготавливаться в заводских условиях и поставляться на объект строительства в виде готовых блоков - блочный тепловой пункт (БТП).

БТП представляет собой собранные на раме в общую конструкцию отдельные функциональные узлы, как правило, в комплекте с приборами и устройствами контроля, автоматического регулирования и управления.

На данный момент в России широко применяются стандартные автоматизированные блочные тепловые пункты полной заводской готовности, предназначенные для присоединения к тепловой сети различных систем теплоснабжения и выполненные по типовым технологическим схемам с применением водоподогревателей на базе паяных или разборных пластинчатых теплообменников отечественного производства.

В соответствии СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов» в зависимости от соотношения максимально-часовой тепловой нагрузки ГВС к нагрузке отопления предлагается оборудовать тепловые пункты абонентов одноступенчатыми, либо двухступенчатыми подогревателями ГВС. Подключение системы отопления предполагается осуществлять по существующей на данный момент в зданиях зависимой схеме. Предлагаемые схемы подключения тепловых пунктов представлены на рисунках 4-6.



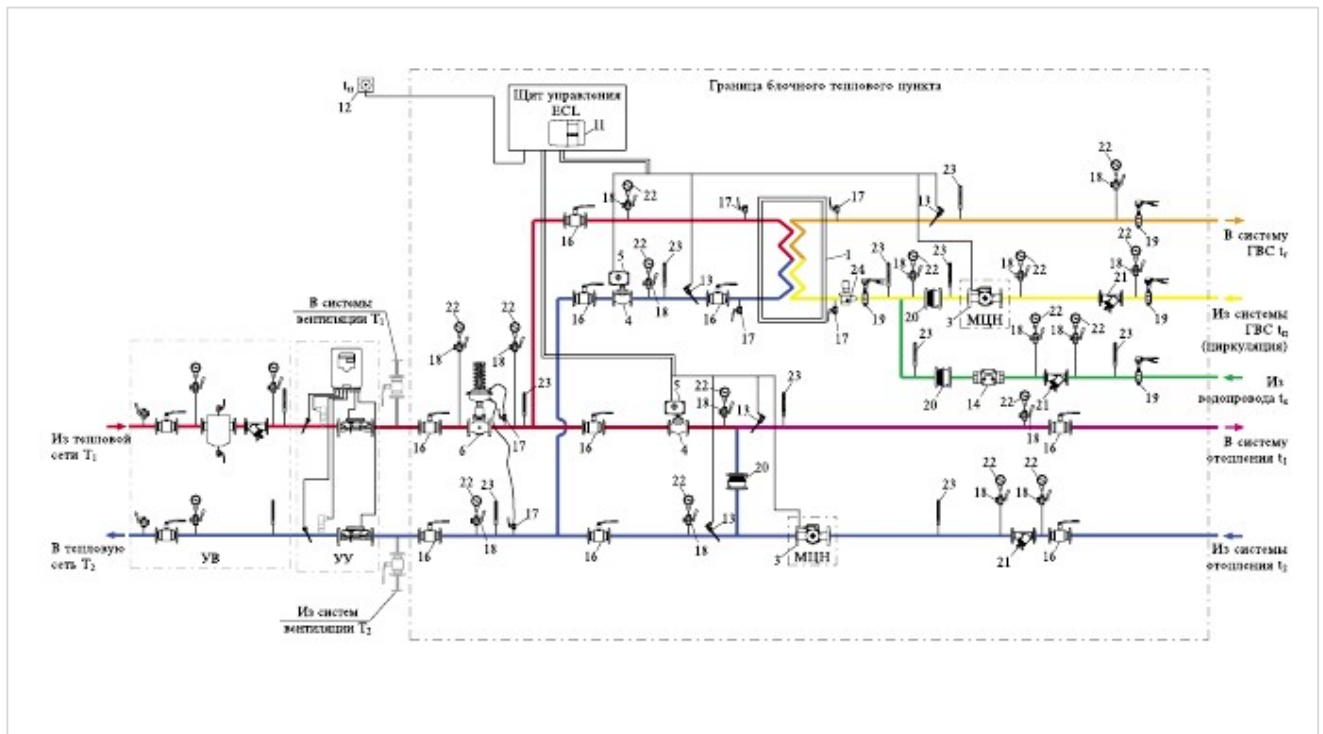


Рисунок 4. Схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с одноступенчатым водоподогревателем.

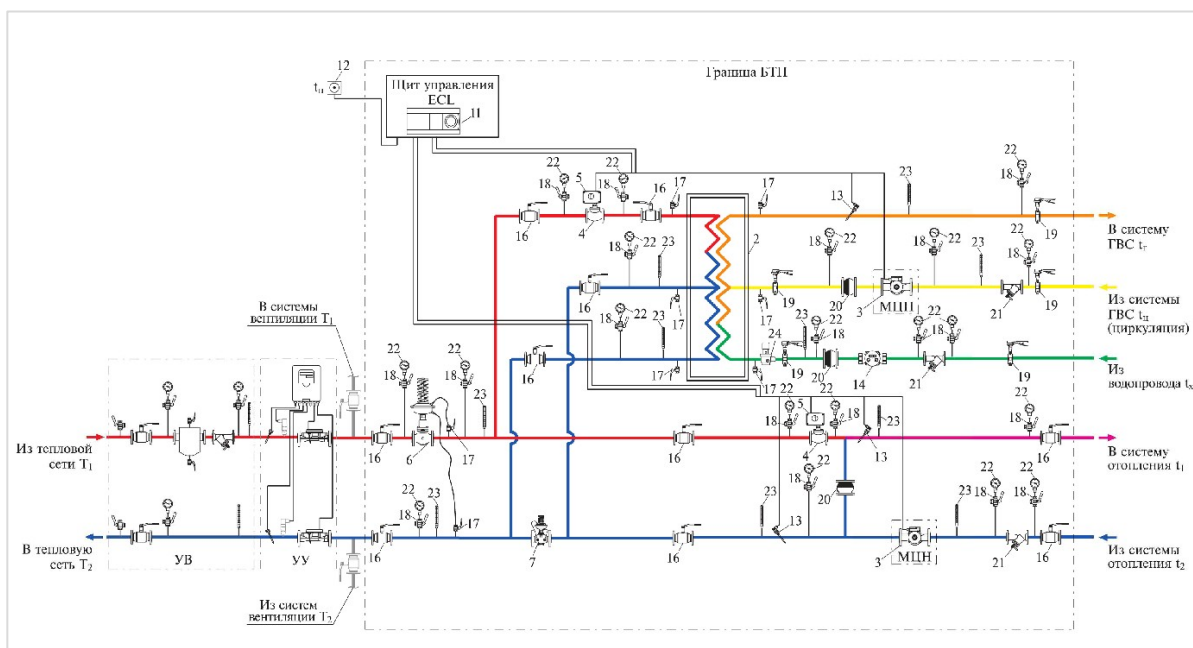


Рисунок 5. Технологическая схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе двухходового моноблочного теплообменника.

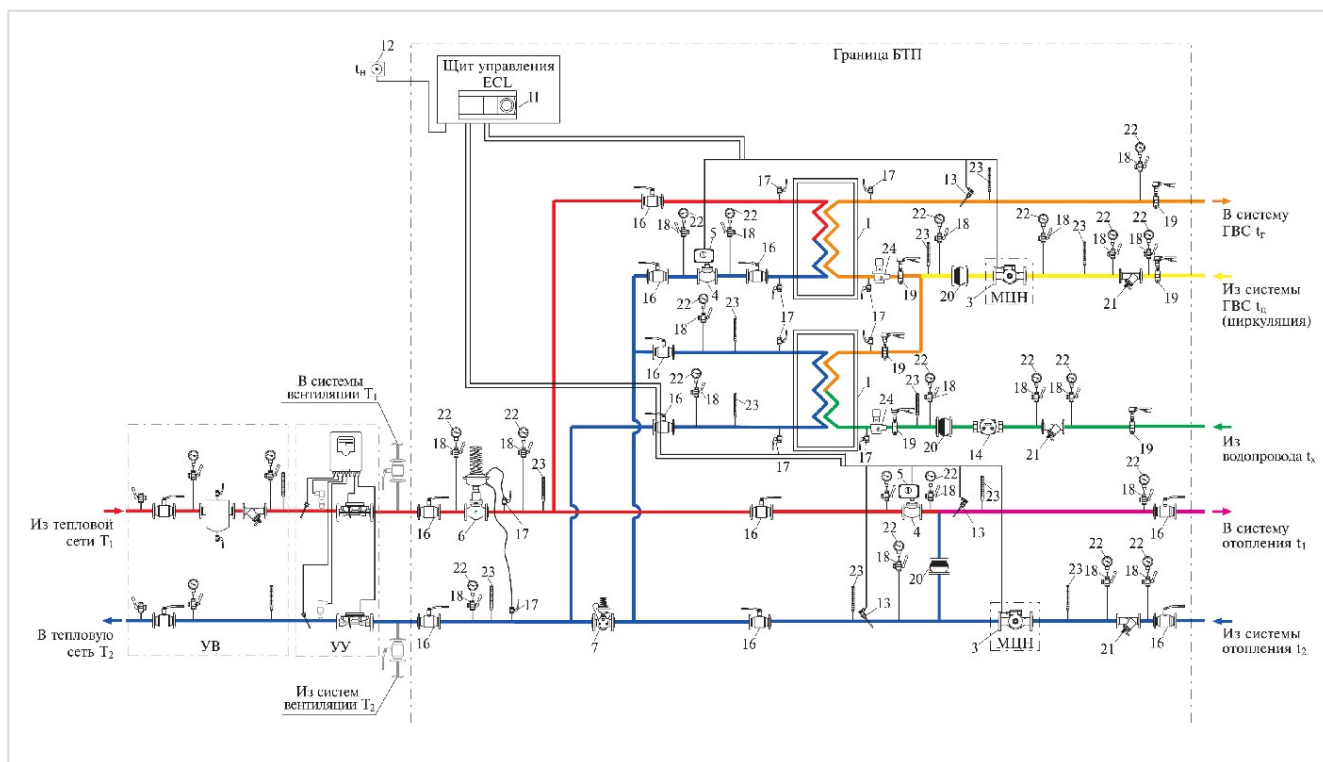


Рисунок 6. Технологическая схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе отдельных одноходовых теплообменников

Как видно из рисунков, к реализации предлагаются стандартные тепловые схемы подключения абонентов к тепловой сети в соответствии с СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов», предполагающие учет теплоснабжения, автоматическое поддержание необходимых гидравлических режимов, температуры горячей воды и температурного графика в системе отопления зданий.

Схемы включают все необходимые функциональные узлы и модули теплового пункта:

- узел ввода;
- узел учета теплоснабжения (узел теплоучета);
- узлы обеспечения гидравлических режимов;
- узлы присоединения систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;

## 5.2. Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проектов

В настоящем разделе приведены результаты подробной оценки финансовых потребностей для сценария 1 и 2.

Сценариями 1 и 2 предусматривается:

- реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса в течение всего расчетного срока. Замену квартальных распределительных и по возможности магистральных тепловых сетей (при температурах теплоносителя менее 100 °С) производить при помощи предизолированных пластиковых ППУ трубопроводов.
- установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЗМИ – тепловой камеры ТК 2-2 с целью организации качественного регулирования района и перехода на температурный график 95/70 °С.
- установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЭАЗ – тепловой камеры ТК 1-4 с целью организации качественного регулирования района и корректировки гидравлических режимов работы системы.

В таблице 16 представлены финансовые потребности для реализации проектов для сценария развития 1 и 2. В таблице 16 приведены капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса. Экспликация участков тепловых сетей представлена в таблице 17.

Ключевым обоснованием необходимости проведения замены тепловых сетей является высокий уровень физического и морального износа, приводящий к высоким уровням утечек теплоносителя и сверхнормативным потерям через изоляцию.

Таблица 16. Финансовые потребности для реализации проектов для сценариев развития

Наименование проектов	Сумма затрат, тыс. руб
Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса	2 790 414,96
Установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЗМИ – тепловой камеры ТК 2-2	3 000
Установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЭАЗ – тепловой камеры ТК 1-4	2 000
<b>Итого:</b>	<b>2 795 414,96</b>

Таблица 17. Капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Магистраль 1 (ЭАЗ)

Номер теплотрассы	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
М-1	НТГРЭС - ЭАЗ (НПС №3)	канальная	530	2334	1167	1971	115/70	43	99471,45
М-1		надземная	530	3678	1839	1971	115/70	43	156750,6
М-1		канальная	426	114	57	1971	115/70	43	3648,97
М-1	ТК1-3 - НПС №2	канальная	426	106	53	1974	115/70	40	3392,87
М-1	НПС №2 - ТК1-3-88	канальная	426	2560	1280	1974	95/70	40	81941,99
М-1	НПС №2 - ТК1-3-8	канальная	273	3192	1596	1978	95/70	36	78573,04
М-1	ТК1-3-88 - ТК1-3-93	канальная	273	620	310	1974	95/70	40	15261,74
М-1	ТК2-5 - ТК2-9	надземная	219	2840	1420	1975	110/70	39	52719,16
М-1	ТК1-3-45 - ТК1-3-50	канальная	219	390	195	1979	95/70	35	7239,57
М-1	ТК1-3-93 - ТК1-3-95	канальная	219	100	50	1980	95/70	34	1856,27
М-1	ТК1-19 - ТК1-21	канальная	219	450	225	1981	95/70	33	8353,41
М-1	ТК1-10 - ТК1-10-1	канальная	159	240	120	1978	95/70	36	3360,89
М-1	ТК1-11-2 - ТК1-11-20	канальная	159	770	385	1980	95/70	34	10782,85
М-1	ТК1-19 - ТК1-25	канальная	159	1550	775	1987	95/70	27	21705,84
М-1	ТК1-1 - ТК1-1-3	канальная	159	420	210	1988	115/70	26	5881,59
М-1	ТК1-3-7 - ТК1-3-11	канальная	159	600	300	1979	95/70	35	8402,29
М-1	ТК1-3-6 - ТК1-3-9	канальная	159	610	305	1984	95/70	30	8542,3
М-1	ТК1-3-46 - ТК1-3-48	канальная	159	1060	530	1985	95/70	29	14843,92
М-1	ТК1-3-15 - ТК1-3-24	канальная	159	500	250	1975	95/70	39	7001,8
М-1	ТК1-3-15 - ТК1-3-32	канальная	159	450	225	1974	95/70	40	6301,62
М-1	ТК1-3-48 - ТК1-3-59	канальная	159	810	405	1973	95/70	41	11343,02
М-1	ТК1-3-72 - ТК1-3-79	канальная	159	650	325	1976	95/70	38	9102,47
М-1	ТК1-3-67 - ТК1-3-141	канальная	159	750	375	1977	95/70	37	10502,83
М-1	ТК1-3-95 - НПС №5	канальная	159	670	335	1978	95/70	36	9382,49
М-1	подвал ж.д. Ильича, 20а	по подвалу	133	500	250	1986	95/70	28	5838,95
М-1	НПС №1 - ТК2-2-1	канальная	133	1116	558	1986	95/70	28	13032,5
М-1	ТК2-1-14 - ТК2-1-15	канальная	133	190	95	1988	95/70	26	2218,84
М-1	ТК1-11-20 - ТК1-11-23	канальная	108	550	275	1978	95/70	36	5352,1
М-1	ТК1-11-2 - ТК1-11-8	канальная	108	250	125	1977	95/70	37	2432,82
М-1	ТК1-25 - ТК1-27	канальная	108	1110	555	1979	95/70	35	10801,57
М-1	ТК1-1-3 - ТК1-1-5	канальная	108	370	185	1955	115/70	59	3600,48

Номер теплотрассы	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
М-1	ТК1-3-11 - ТК1-3-13	канальная	108	330	165	1979	95/70	35	3211,26
М-1	ТК1-3-9 - ж.д. 10-10а	канальная	108	350	175	1981	95/70	33	3405,87
М-1	ТК1-3-43 - кафе "Юбилейное"	канальная	108	190	95	1982	95/70	32	1848,86
М-1	ТК1-3-43 - ж.д. Декабристов 2,4	канальная	108	770	385	1980	95/70	34	7492,94
М-1	ТК1-3-20 - ТК1-3-23	канальная	108	710	355	1957	95/70	57	6909,11
М-1	ТК1-3-24 - ТК1-3-28	канальная	108	1198	599	1958	95/70	56	11657,88
М-1	ТК1-3-32 - ТК1-3-37	канальная	108	890	445	1961	95/70	53	8660,73
М-1	ТК1-3-131 - д/с "Надежда"	канальная	108	472	236	1977	95/70	37	4593,03
М-1	ТК1-3-134 - ж.д. Декабристов, 8,10	канальная	108	310	155	1973	95/70	41	3016,65
М-1	ТК1-3-140 - ж.д. Яблочкова, 2,4,6	канальная	108	802	401	1971	95/70	43	7804,29
М-1	ТК1-3-122 - ТК1-3-129	канальная	108	932	466	1971	95/70	43	9069,45
М-1	ТК1-3-112 - ТК1-3-118	канальная	108	1126	563	1974	95/70	40	10957,18
М-1	ТК1-3-105 - ТК1-3-106	канальная	108	170	85	1974	95/70	40	1654,25
М-1	ТК1-3-88 - ТК1-3-98	канальная	108	146	73	1977	95/70	37	1420,77
М-1	ТК1-3-59 - ТК1-3-62	канальная	108	508	254	1967	95/70	47	4943,38
М-1	ТК1-11-23 - ТК1-11-27	канальная	89	700	350	1976	95/70	38	6575,79
М-1	ТК1-11-10 - ТК1-11-11	канальная	89	140	70	1976	95/70	38	1315,21
М-1	ТК1-26 - ТК1-30	канальная	89	440	220	1980	95/70	34	4133,35
М-1	ТК1-3-46 - ж.д. Скорынина, 7	канальная	89	90	45	1986	95/70	28	845,52
М-1	ТК1-3-7 - зд. администрации	канальная	89	100	50	1985	95/70	29	939,38
М-1	ТК1-3 - ж.д. 40 лет Окт., 8	канальная	89	90	45	1977	95/70	37	845,52
М-1	ТК1-3-1 - ж.д. 40 лет Окт., 10	канальная	89	60	30	1977	95/70	37	563,68
М-1	ТК1-3-19 - ж.д. 40 лет Окт., 5	канальная	89	160	80	1976	95/70	38	1503,06
М-1	ТК1-3-23 - ТК1-3-22	канальная	89	210	105	1975	95/70	39	1972,75
М-1	ТК3-17 - д/с 40 лет Окт., 9	канальная	89	120	60	1975	95/70	39	1127,23

Номер теплотрассы	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
М-1	ТК1-3-107 - ТК1-3-108	канальная	89	240	120	1974	95/70	40	2254,59
М-1	ТК1-3-138 - налоговая 40 лет Окт.,25	канальная	89	180	90	1974	95/70	40	1690,91
М-1	ТК1-3-93 - ТК1-3-94	канальная	89	170	85	1975	95/70	39	1596,92
М-1	ТК1-3-101 - школа №2	канальная	89	790	395	1951	95/70	63	7421,31
М-1	ТК1-11-6 - ТК1-11-11	б/канальная	76	1096	548	1961	95/70	53	8058,7
М-1	ТК1-11-4 - ТК1-11-5	б/канальная	76	130	65	1961	95/70	53	955,89
М-1	ТК1-11-23 - шк.№1	б/канальная	76	340	170	1955	95/70	59	2500,03
М-1	ТК1-3-2 - ж.д. 40 лет Окт.,6	канальная	76	40	20	1958	95/70	56	294,06
М-1	ТК1-3-4 - ж.д. 40 лет Окт.,4	канальная	76	40	20	1958	95/70	56	294,06
М-1	ТК1-3-5 - ж.д. 40 лет Окт., 2	канальная	76	60	30	1958	95/70	56	441,22
М-1	ТК1-3-28 - ТК1-3-29	канальная	76	500	250	1959	95/70	55	3676,4
М-1	ТК1-3-26 - ж.д. 40 лет Окт., 1а, 1б	канальная	76	120	60	1953	95/70	61	882,31
М-1	ТК1-3-17 - центр образования	канальная	76	140	70	1958	95/70	56	1029,34
М-1	ТК1-3-42 - ТК1-3-44	канальная	76	440	220	1959	95/70	55	3235,31
М-1	ТК1-3-16 - ж.д. 40 лет Окт., 13	канальная	76	60	30	1959	95/70	55	441,22
М-1	ТК1-3-36 - ТК1-3-39	канальная	76	500	250	1965	95/70	49	3676,4
М-1	ул. Парковая	канальная	76	394	197	1988	95/70	26	2897,05
М-1	ТК1-3-79 - ТК1-3-81	канальная	76	240	120	1987	95/70	27	1764,75
М-1	ТК1-3-101 - ТК1-3-102	канальная	76	180	90	1984	95/70	30	1323,53
М-1	ввода к ж.д. по ул. Советская четная сторона	б/канальная	57	630	315	1967	95/70	47	3921,19
М-1	ввода к ж.д. по ул. Советская нечетная сторона	б/канальная	57	688	344	1967	95/70	47	4282,2
М-1	ввода к ж.д. по ул. Чапаева	б/канальная	57	452	226	1967	95/70	47	2813,33
М-1	ввода к ж.д. по ул. Декабристов, нечетные	б/канальная	57	1052	526	1964	95/70	50	6547,84

Номер теплотрассы	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
	сторона								
М-1	ввода по ул. Парковая, четная сторона	б/канальная	57	470	235	1965	95/70	49	2925,39
М-1	ввода к ж.д. по ул. 40 лет Окт., четная сторона	б/канальная	57	794	397	1963	95/70	51	4941,95
М-1	ввода к ж.д. по ул. 40 лет Окт., четная сторона	б/канальная	57	770	385	1962	95/70	52	4792,58
М-1	ТК1-11-5 - ж.д. по ул. Серова,11	б/канальная	48	60	30	1965	95/70	49	373,49
М-1	ввода к ж.д. по ул. Сиреневая	б/канальная	48	1110	555	1988	110/70	26	6908,85
М-1	ТК1-3-59 - ТК1-3-65	б/канальная	48	220	110	1976	95/70	38	1369,29
М-1	ввода к ж.д. по ул. 40 лет Окт., четная сторона	б/канальная	48	652	326	1975	95/70	39	4058,21
М-1	ввод к ж.д. по ул. Яблочкова четная сторона	б/канальная	48	764	382	1975	95/70	39	4755,27
М-1	ввод к ж.д. по ул. Яблочкова нечетная сторона	б/канальная	48	772	386	1976	95/70	38	4805,06
Затраты на реконструкцию магистрали М1									883035,8

*Магистраль 2 (ЗМИ)*

Номер тепломагис трали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
М-2	НТГРЭС - ЗМИ	канальная	530	270	135	1975	110/70	39	11506,95
М-2		надземная	530	6624	3312	1975	110/70	39	282304,5
М-2	павильон ЭХП - НПС №1 НТМЗ	канальная	325	520	260	1976	110/70	38	15063,36
М-2	ТК2-5 - ТК2-8	канальная	325	1090	545	1981	110/70	33	31575,18
М-2	НПС №3 - ТК1-19	б/канальная	325	4528	2264	1972	95/70	42	131167,3
М-2	ТК2-5 - цех №9	канальная	325	2688	1344	1982	110/70	32	77866,1
М-2	ТК2-8 - ТК2-13	канальная	273	3410	1705	1988	110/70	26	83939,18

Номер тепломагис- трали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
М-2	ТК2-2-29 - ТК2-2-41	канальная	219	742	371	1982	95/70	32	13773,76
М-2	ТК2-2-29 - ТК2-2-40	канальная	219	900	450	1978	95/70	36	16706,82
М-2	ТК2-1 - ТК2-1-8	канальная	219	2170	1085	1987	110/70	27	40281,8
М-2	ТК2-2-2 - ТК2-2-12	канальная	219	1700	850	1981	95/70	33	31557,24
М-2	ТК2-2-22 - ж.д. Маш-лей, 1	канальная	159	700	350	1981	95/70	33	9802,65
М-2	ТК2-2-41 - ТК2-2-16	канальная	159	560	280	1981	95/70	33	7842,12
М-2	ТК2-2-41 - ж.д. Мо- лодежная, 7	канальная	159	580	290	1980	95/70	34	8122,14
М-2	ТК2-2-12 - ж.д. Маш-лей, 22	канальная	159	710	355	1983	95/70	31	9942,66
М-2	ТК2-1-4 - ж.д. Скорынина, 11	канальная	159	610	305	1982	110/70	32	8542,3
М-2	ТК2-1-8 - ТК2-1-14	канальная	159	1610	805	1985	110/70	29	22546,03
М-2	ТК2-1-7 - ТК2-18	канальная	159	770	385	1985	110/70	29	10782,85
М-2	ТК2-3 - ТК2-3-2	канальная	159	150	75	1979	110/70	35	2100,54
М-2	ТК2-3-1 - ТК2-3-12	канальная	159	850	425	1979	110/70	35	11903,19
М-2	ТК2-4 - ТК-38	канальная	159	770	385	1983	110/70	31	10782,85
М-2	ТК2-7 - ТК2-7-7	канальная	159	750	375	1983	110/70	31	10502,83
М-2	ТК2-8 - ж.д. Гайдара, 8	канальная	159	140	70	1985	110/70	29	1960,53
М-2	ТК56 - ТК59	канальная	159	2710	1355	1978	110/70	36	37950,12
М-2	ТК2-3-22 - ТК2-3-30	канальная	133	972	486	1979	110/70	35	11350,82
М-2	ТК2-3-12 - ТК2-3-18	канальная	133	1592	796	1978	110/70	36	18591,17
М-2	ТК2-7-1 - ж.д. Говорова,4	канальная	133	160	80	1987	110/70	27	1868,49
М-2	ТК2-7-2 - ТК2-7-8	канальная	133	730	365	1988	110/70	26	8524,88
М-2	ТК2-9 - ТК2-9-1	канальная	133	948	474	1991	110/70	23	11070,54
М-2	ТК2-2-1 - база Огибенина	канальная	108	406	203	1987	110/70	27	3950,83
М-2	ТК2-2-23 - школа №5	канальная	108	60	30	1981	95/70	33	583,83
М-2	ТК2-2-25 - ж.д. Маш-лей, 3	канальная	108	30	15	1973	95/70	41	291,98
М-2	ТК2-2-42 - ж.д. Молодежная, 3	канальная	108	160	80	1977	95/70	37	1557,01
М-2	ТК2-2-16 - ТК2-2-17	канальная	108	400	200	1983	95/70	31	3892,46
М-2	ТК2-2-41 - прачечная	канальная	108	50	25	1988	95/70	26	486,59
М-2	ТК2-3-7 - ТК2-3-8	канальная	108	280	140	1976	95/70	38	2724,67



Номер тепломагис- трали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
М-2	ТК2-7-7 - ж.д. Береговая,9	канальная	108	130	65	1985	110/70	29	1265,03
М-2	по подвалу ж.д. Говорова,2	по подвалу	108	110	55	1986	110/70	28	1070,42
М-2	ТК59 - ТК60	канальная	108	210	105	1981	95/70	33	2043,47
М-2	ТК2-9 - ТК2-13	канальная	108	1610	805	1982	95/70	32	15667,08
М-2	ТК2-2-27 - Усошина,2	канальная	89	190	95	1983	95/70	31	1784,9
М-2	ТК2-2-29 - м-н	канальная	89	40	20	1988	95/70	26	375,7
М-2	ТК2-2-34 0 ж.д. Усошана, 1	канальная	89	50	25	1988	95/70	26	469,69
М-2	ТК2-2-47 - Маш-лей, 17а	канальная	89	70	35	1986	95/70	28	657,54
М-2	ТК2-2-9 - ж.д. Маш-лей,8	канальная	89	30	15	1976	95/70	38	281,84
М-2	ТК1-2 - ж.д. 6а	канальная	89	70	35	1988	110/70	26	657,54
М-2	ТК2-3-6 - очистные сооруж.	надземная	89	1780	890	1971	110/70	43	16721,25
М-2	очистные - багерная НТГРЭС	надземная	89	2186	1093	1971	110/70	43	20535,32
М-2	ТК2-2-26 - ТК2-2-28	канальная	76	150	75	1986	95/70	28	1102,92
М-2	ТК2-2-31 - д/с "Маяк"	канальная	76	90	45	1985	95/70	29	661,7
М-2	ТК2-2-40 - д/с "Чебурашка"	канальная	76	110	55	1985	95/70	29	808,86
М-2	ТК2-2-46 - ж.д. Молодежная, 11	канальная	76	90	45	1986	95/70	28	661,7
М-2	ТК2-2-40 - ТК2-2-49	канальная	76	310	155	1986	95/70	28	2279,42
М-2	ТК2-2-16 - ст. МИР	канальная	76	2230	1115	1988	95/70	26	16396,9
М-2	ТК-38 - ж.д. ст. НТГРЭС	канальная	76	3110	1555	1957	110/70	57	22867,39
М-2	ТК2-3-29 - ж.д. Малышева, 51-53-55	канальная	76	190	95	1964	110/70	50	1396,98
М-2	ТК2-7-6 - автокласс шк.№7	канальная	76	104	52	1987	110/70	27	764,66
М-2	ТК2-2-23 - ввода к ж.д. по ул Усошина	канальная	57	524	262	1983	95/70	31	3261,44
М-2	ТК2-2-43 - ж.д. Молодежная,9	канальная	57	164	82	1985	95/70	29	1020,76
М-2	ТК2-2-5 - больница №2	канальная	57	216	108	1984	95/70	30	1344,46
М-2	ТК2-3-1 - ТК2-3-5	канальная	57	230	115	1982	110/70	32	1431,56
	ввода к ж.д. по								2925,39

Номер тепломагистрали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однострубнои исчислении, м	Всего в двухтрубнои исчислении, м				
М-2	ул.Малышева, нечетная сторона	б/канальная	57	470	235	1981	110/70	33	
М-2	ввода к ж.д. по ул.Малышева, четная сторона	б/канальная	57	696	348	1981	110/70	33	4331,99
Затраты на реконструкцию магистрали М2									1076202

*Магистраль М3 Нагорная*

Номер тепломагистрали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однострубнои исчислении, м	Всего в двухтрубнои исчислении, м				
М-3	ТКЗ-2-1 - ТКЗ-2-7	канальная	159	430	215	1965	95/70	49	6021,6
М-3	ТКЗ-1 - ТКЗ-1-1	канальная	108	270	135	1956	95/70	58	2627,43
М-3	ТКЗ-2-1 - ТКЗ-206	канальная	108	370	185	1957	95/70	57	3600,48
М-3	ТКЗ-2-7 - ФОК НТГРЭС	канальная	108	120	60	1983	95/70	31	1167,79
М-3	ТКЗ-2-7 - ТКЗ-2-18	канальная	108	1710	855	1954	95/70	60	16640,26
М-3	ТКЗ-1-2 - ТКЗ-1-4	канальная	89	160	80	1955	95/70	59	1503,06
М-3	ТКЗ-3 - ТКЗ-3-2	канальная	89	500	250	1967	95/70	47	4697,03
М-3	ТКЗ-1 - ТКЗ-1-3	б/канальная	57	326	163	1953	95/70	61	2029,04
М-3	ТКЗ-2-2 - ТКЗ-2-3	б/канальная	57	116	58	1953	95/70	61	722,02
М-3	ввода к ж.д. по ул. Нагорная	б/канальная	57	528	264	1953	95/70	61	3286,4
Затраты на реконструкцию магистрали М3									42294,98

Номер тепломагистрали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однострунном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
Котельная ЦОК п.Ис	ЦОК - ТК-т.2	надземная	426	1330	665	1986	95/70	28	32747,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.2 - ТК-т.5	надземная	377	1336	668	1986	95/70	28	42763,5
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.5 - ТК-т.6	б/канальная	377	1344	672	1986	95/70	28	43019,6
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.6 - ТК-т.7	б/канальная	325	1480	740	1975	95/70	39	42872,7
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.7 - ТК-т.8	б/канальная	273	1000	500	1978	95/70	36	24615,63
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.7 - до ТК у ж.д. Советская, 15	б/канальная	219	1422	711	1988	95/70	26	26396,6
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.8 - ТК-т.8/1	б/канальная	219	120	60	1988	95/70	26	2227,6
Котельная ЦОК п.Ис	ТК у ж.д. №1 - до ТК у ж.д. №3 ул. Пионерская	б/канальная	219	1118	559	1976	95/70	38	20753,5
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.5 до ул. Ленина	б/канальная	159	1318	659	1976	95/70	38	18456,9
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.2 - ТК-т.2/1	б/канальная	159	712	356	1976	95/70	38	9970,6
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.3 - ТК-т.3/1	б/канальная	159	622	311	1976	95/70	38	8710,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.8 ул. Лениа до школы	б/канальная	159	608	304	1988	95/70	26	8514,2
Котельная ЦОК п.Ис	ТС от ж.д. Орджоникидзе, 10 до ул. Артема	б/канальная	133	482	241	1976	95/70	38	5628,7
Котельная ЦОК п.Ис	ТС к зд. школы	б/канальная	133	248	124	1988	95/70	26	2896,1
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по Пионерская	б/канальная	133	1338	669	1976	95/70	38	15625,0
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по ул. Артема	б/канальная	133	1156	578	1988	95/70	26	13499,6
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по ул. Советская	б/канальная	133	1796	898	1976	95/70	38	20973,4

Номер тепломагистрالی	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по ул. Артема	б/канальная	108	772	386	1988	95/70	26	7512,4
Котельная ЦОК п.Ис	ТК - д/с "Аленка"	б/канальная	108	160	80	1976	95/70	38	1557,0
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.8 - зд. мастерской школы	б/канальная	108	250	125	1988	95/70	26	2432,8
Котельная ЦОК п.Ис	ТК Советская,9 - больница	б/канальная	108	390	195	1976	95/70	38	3795,1
Котельная ЦОК п.Ис	ТК ул. Фрунзе - техникум	б/канальная	108	404	202	1975	95/70	39	3931,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТС ул. Ленина ж.д. 108 - 112	б/канальная	108	530	265	1975	95/70	39	5157,5
Котельная ЦОК п.Ис	ТС на д/с "Елочка"	б/канальная	108	360	180	1972	95/70	42	3503,2
Котельная ЦОК п.Ис	ТС к зд. Школы	б/канальная	108	226	113	1988	95/70	26	2199,2
Котельная ЦОК п.Ис	ТС к ж.д. Клубная 1	б/канальная	108	270	135	1976	95/70	38	2627,4
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Клубная,91	б/канальная	108	300	150	1978	95/70	36	2919,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТС к ж.д. Орджоникидзе, 22а, 22б	б/канальная	108	290	145	1975	95/70	39	2822,0
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по ул. Пушкина	б/канальная	108	730	365	1975	95/70	39	7103,7
Котельная ЦОК п.Ис	ТС от ул. Пушкина до ул. Нагорная	б/канальная	108	852	426	1972	95/70	42	8290,9
Котельная ЦОК п.Ис	ТС ул. Нагорная	б/канальная	108	830	415	1988	95/70	26	8076,8
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по ул. Артема	б/канальная	108	1196	598	1976	95/70	38	11638,4
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по ул. Артема до ж.д. 99/1	б/канальная	89	280	140	1975	95/70	39	2630,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТК-т.2 - ж.д. ул. Артема 63	б/канальная	89	320	160	1974	95/70	40	3006,1
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по ул. Нагорная до ж.д. №5	б/канальная	89	458	229	1976	95/70	38	4302,5

Номер тепломагистрالی	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Пушкина, 15	б/канальная	89	354	177	1975	95/70	39	3325,5
Котельная ЦОК п.Ис	ТС от ж.д. Фрунзе, 83 до профилактория	б/канальная	89	450	225	1974	95/70	40	4227,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТС ул. Ленина 118	б/канальная	89	330	165	1968	95/70	46	3100,0
Котельная ЦОК п.Ис	ТС ул. Советская, до общежития	б/канальная	89	516	258	1975	95/70	39	4847,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТС к зд. школы	б/канальная	89	722	361	1978	95/70	36	6782,5
Котельная ЦОК п.Ис	ТС от кафе "Кедр" до ул. Артема	б/канальная	89	918	459	1995	95/70	19	8623,7
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по ул. Орджоникидзе	б/канальная	89	1104	552	1977	95/70	37	10371,0
Котельная ЦОК п.Ис	ТС по ул. Ленина	б/канальная	89	1378	689	1978	95/70	36	12944,9
Котельная ЦОК п.Ис	ТС к ж.д. Советская, 15	б/канальная	76	916	458	1979	95/70	35	6735,2
Котельная ЦОК п.Ис	ТС к ж.д. Пионерская, 81	б/канальная	76	738	369	1978	95/70	36	5426,5
Котельная ЦОК п.Ис	ТС к ж.д. Артема, 36	б/канальная	76	512	256	1978	95/70	36	3764,7
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Орджоникидзе - Артема	б/канальная	76	1594	797	1976	95/70	38	11720,4
Котельная ЦОК п.Ис	ТС к ж.д. Орджоникидзе, 22а, 22б	б/канальная	57	230	115	1976	95/70	38	1431,6
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Фрунзе, 75	б/канальная	57	220	110	1976	95/70	38	1369,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Советская, 20, 22	б/канальная	57	490	245	1976	95/70	38	3049,8
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Советская, 21	б/канальная	57	226	113	1969	95/70	45	1406,6
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Фрунзе, 9	б/канальная	57	198	99	1976	95/70	38	1232,4
Котельная ЦОК п.Ис	ТС гараж больницы	б/канальная	57	110	55	1968	95/70	46	684,7

Номер тепломагистрالي	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Фрунзе, 75	б/канальная	57	356	178	1968	95/70	46	2215,9
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Ленина, 71	б/канальная	57	430	215	1987	95/70	27	2676,4
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Ленина, 77	б/канальная	57	738	369	1986	95/70	28	4593,4
Котельная ЦОК п.Ис	ТС Ленина, 81-91	б/канальная	57	1730	865	1988	95/70	26	10767,8
Котельная ЦОК п.Ис	ТС ул. Орджоникидзе, 1-16	б/канальная	57	1518	759	1979	95/70	35	9448,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТС ул. Артема, 34 - 38	б/канальная	57	1304	652	1976	95/70	38	8116,3
Котельная ЦОК п.Ис	ТС ул. Ленинва, автовокзал	б/канальная	57	912	456	1976	95/70	38	5676,5
Котельная ЦОК п.Ис	ТС ул. Артема	б/канальная	57	2178	1089	1975	95/70	39	13556,3
Затраты на реконструкцию магистрالي котельная ЦОК п.Ис									581095,6

*Магистраль посёлок Ис (ФЖК)*

Номер тепломагистрали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
Котельная ФЖК	ТК-5 - ТК-9	надземная	89	2220	1110	1987	95/70	27	20854,6
Котельная ФЖК	Ввода к ж.д. пос. ФЖК	надземная	57	4260	2130	1987	95/70	27	26514,9
Затраты на реконструкцию магистрали котельная ФЖК п.Ис									36438,1

*Магистраль посёлок Сигнальный*

Номер тепломагистрали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
Котельная п. Сигнальный	Котельная - Т.1	надземная	325	334	167	1975	95/70	39	9675,38
Котельная п. Сигнальный	т.1 - т.2	надземная	273	726	363	1975	95/70	39	17870,97
Котельная п. Сигнальный	т.2 - т.3	надземная	219	1884	942	1977	95/70	37	9675,38
Котельная п. Сигнальный	т.1 - т. 4	надземная	219	86	43	1978	95/70	36	17870,97
Котельная п. Сигнальный	т.7 - т.8	надземная	159	280	140	1956	95/70	58	34972,86
Котельная п. Сигнальный	т.3 - т.10	надземная	159	218	109	1965	95/70	49	1596,4
Котельная п. Сигнальный	т.2 - т.6	надземная	159	114	57	1966	95/70	48	3921,06
Котельная п. Сигнальный	т.4 - т.5	надземная	159	800	400	1975	95/70	39	3052,79
Котельная п. Сигнальный	т.11 - т.12	надземная	159	88	44	1974	95/70	40	1596,4
Котельная п. Сигнальный	т.8 - т.23	надземная	133	172	86	1973	95/70	41	11203,01
Котельная п. Сигнальный	т.14 - т.27	надземная	133	454	227	1958	95/70	56	1232,27
Котельная п. Сигнальный	т.5 - т.т.18	надземная	133	146	73	1958	95/70	56	5301,79
Котельная п. Сигнальный	т.30 - т.27	надземная	108	116	58	1956	95/70	58	1704,95
Котельная	т.9 - т.15	надземная	108	100	50	1956	95/70	58	1128,79

п. Сигнальный									
Котельная п. Сигнальный	т.13 - т.31	надземная	108	440	220	1971	95/70	43	973,05
Котельная п. Сигнальный	т.6 - общественный центр	надземная	108	90	45	1979	95/70	35	4281,68
Котельная п. Сигнальный	т.12 - т. 17	надземная	108	58	29	1980	95/70	34	875,81
Котельная п. Сигнальный	т.20 - т.21	надземная	108	52	26	1977	95/70	37	564,46
Котельная п. Сигнальный	т.18 - т.19	надземная	108	454	227	1968	95/70	46	505,96
Котельная	т.5 - т.22	надземная	108	350	175	1967	95/70	47	4417,92
п. Сигнальный									3405,87
Котельная п. Сигнальный	т.10 - т.23	надземная	89	168	84	1966	95/70	48	1578,2
Котельная п. Сигнальный	т.21 - т.24	надземная	89	68	34	1982	95/70	32	638,82
Котельная п. Сигнальный	т.19 - т.25	надземная	89	382	191	1981	95/70	33	3588,52
Котельная п. Сигнальный	т.22 - т.26	надземная	89	580	290	1987	95/70	27	5448,56
Котельная п. Сигнальный	т.27 - т.33	надземная	57	180	90	1980	95/70	34	1120,34
Котельная п. Сигнальный	ул. Первомайская ж.д. 20,22,25-31.	надземная	57	200	100	1977	95/70	37	1244,88
Котельная п. Сигнальный	ул. К. Маркса, ж.д. 22, 24	надземная	57	204	102	1968	95/70	46	1269,71
Котельная п. Сигнальный	т.8 - т.34	надземная	57	258	129	1967	95/70	47	1605,89
Котельная п. Сигнальный	ввод к ж.д. по ул. Мира	надземная	57	474	237	1966	95/70	48	2950,22
Котельная п. Сигнальный	Ввод к ж.д. по ул. Клубная	надземная	57	400	200	1982	95/70	32	2489,63
Котельная п. Сигнальный	т.27 - т.28	надземная	57	442	221	1981	95/70	33	2751,06
Котельная п. Сигнальный	Ввод к ж.д. по ул. Набережная	надземная	57	232	116	1987	95/70	27	1444,04
Котельная п. Сигнальный	Ввод к ж.д. по ул. Молодежная, Набережная	надземная	57	3120	1560	1982	95/70	32	19419,4
Затраты на реконструкцию магистрали котельная п. Сигнальный									155839,2



Магистрали посёлка Косья

Номер тепломагистрали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
Котельные в п. Косья	ТС от школьной котельной - до зд. школы	надземная	108	160	80	1962	95/70	52	1557,01
Котельные в п. Косья	т.1 - мастерские школы, начальн.школа, ж.д. 39	надземная	57	380	190	1962	95/70	52	2365,22
Котельные в п. Косья	ТС от центральной котельной - магазин "Хлеб"	надземная	108	60	30	1962	95/70	52	583,83
Котельные в п. Косья	ТС к магазину "Хлеб"	надземная	89	310	155	1962	95/70	52	2912,13
Котельные в п. Косья	ТС от котельной - клуб, почта, ж.д. 51, 63, 3	надземная	57	1040	520	1962	95/70	52	6473,09
Затраты на реконструкцию магистрали котельная п. Косья									13891,28

Магистрали деревни Большая Именная

Номер тепломагистрали	Наименование участка (обобщенного участка) тепловой сети	Способ прокладки трубопроводов на участке	Диаметр трубопроводов на участке, мм	Протяженность трубопроводов на участке, п.м.		Год ввода в эксплуатацию	Температурный график, °С	Срок эксплуатации	Стоимость реконструкции теплотрассы, тыс.руб.
				Всего в однотрубном исчислении, м	Всего в двухтрубном исчислении, м				
Котельная в д. Б. Именная	Котельная - ж.д.	надземная	57	140	70	1962	95/70	52	871,39
Котельная в д. Б. Именная	Котельная - клуб, мед.пункт	надземная	57	120	60	1962	95/70	52	746,85
Затраты на реконструкцию магистрали котельная д. Большая Именная									1618,0

## Раздел 6. Перспективные топливные балансы

Данные о фактических топливно-энергетических балансах приведены в Части 8 Главы 1 Обосновывающих материалов. В таблицах 18 и 19 представлены перспективные топливные балансы НТГРЭС и поселковых источников тепловой энергии на расчетный срок. Изменение топливных балансов к расчетному сроку будет происходить в соответствии с изменением присоединенных расчетных тепловых нагрузок. В соответствии с принятым допущением, прирост тепловых нагрузок до 2032 года будет происходить концентрированно в г. Нижняя Тура, таким образом перспективный топливный баланс поселковых котельных останется неизменным. Прирост нагрузок составит 20,16 Гкал/ч или около 50 тыс. Гкал в год, что при условном расходе топлива на НТГРЭС в 160 кг/Гкал составит прирост в 8000 тонн условного топлива или 6932 тыс. куб м природного газа. Оценить общий перспективный топливный баланс НТГРЭС не представляется возможным по причине отсутствия информации перспективного развития систем теплоснабжения г. Лесной и ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор».

Таблица 18. Перспективный топливный баланс НТГРЭС (без учета затрат на прочие циклы, включая теплоснабжения г. Лесной)

Год	Природный газ (тыс.куб.м)	Топливо условное тут	Калорийность $Q_H^P$ Ккал/кг
2017	710620	825663,46	8133
2018	711082,13	826175,85	8133
2019	711544,26	826712,78	8133
2020	712006,39	827249,71	8133
2021	712468,52	827786,64	8133
2022	712930,65	828323,57	8133
2027	713392,78	828860,5	8133
2032	717552	833692,92	8133

Таблица 19. Перспективный топливный баланс поселковых котельных

№	Наименование	Используемое топливо	Годовой расход топлива тыс. м3 (т) в 2017 г.		Годовой расход топлива тыс. м3 (т) в 2022 г.		Годовой расход топлива тыс. м3 (т) в 2032 г.	
		Основное (резервное)	Основное (резервное)	т.у.т	Основное (резервно е)	т.у.т	Основное (резервно е)	т.у.т
1	ЦОК п. Ис	Природный газ	6 961,86	8184,0	6 961,86	8184,0	6 961,86	8184,0
2	Котельная ФЖК п. Ис	Природный газ	1 478,03	1737,5	1 478,03	1737,5	1 478,03	1737,5
3	Котельная п. Сигнальный	Природный газ	1 386,09	1629,4	1 386,09	1629,4	1 386,09	1629,4
4	ЦОК п. Косья	Дрова	1 016,86	334,1	1 016,86	334,1	1 016,86	334,1
5	Школьная котельная п. Косья	Дрова						
6	Котельная дер. Б.Именная	Дрова	197,79	65,0	197,79	65,0	197,79	65,0

## **Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

Для определения необходимых затрат по переводу системы теплоснабжения на «закрытую» схему организации ГВС, в первую очередь были определены расходы на оборудование тепловых пунктов зданий, на основании базы данных абонентов и данных о стоимости стандартных тепловых пунктов в зависимости от необходимой тепловой нагрузки.

Данные о стоимости оборудования стандартных тепловых пунктов принимались в зависимости от технологической схемы по укрупненным стоимостным показателям, отнесенным к 1 Гкал/ч общей тепловой мощности. Стоимость монтажных работ составляет порядка 70 % от стоимости оборудования.

Общая стоимость реализации проекта по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую в городском округе Нижнетурунского городского округа в соответствии со сценариями 1 составляет 759,5 млн. руб. и по сценарию 2 составляет 795,5 млн. руб.

В таблицах Таблица 20-21 представлены капитальные затраты на перевод потребителей с открытой системой горячего водоснабжения на закрытую.

В таблице 22 представлен график реализации проекта по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую в Нижнетурунском городском округе.

Итоговая таблица мероприятий по реконструкции и модернизации систем теплоснабжения Нижнетурунского городского округа представлена в таблице 23.

Том 1. Схема теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Таблица 20. График реализации проекта по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую в городском округе Нижняя Тура (Сценарий 1 и 2)

№ п/п	Характеристики	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	Нагрузка на отопление, ГВС и вентиляцию, Гкал/ч	Подготовительные работы (составление проектно-сметной документации, выбор поставщиков)	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	0,0	0,0
2	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	документации, выбор поставщиков)	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	0,0	0,0
3	Предприятия ответственные за выполнение мероприятий по переводу ГВС на закрытую схему	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.), владельцы частных жилых домов.	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.), владельцы частных жилых домов.	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.)	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.)	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.)	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.)	Проект завершен	Проект завершен

Таблица 21. Капитальные затраты на установку ИТП (оборудованные приборами учёта и пластинчатыми подогревателями горячей воды, без устройств смешением) при переходе на закрытую схему горячего водоснабжения. (Сценарий 1)

Затраты	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Итого
ПИР и ПСД	7349,1	7349,1	7349,1	7349,1	7349,1	7349,1	44094,31
Оборудование	54037,1	54037,1	54037,1	54037,1	54037,1	54037,1	324222,6
Строительно-монтажные и наладочные работы	37826,0	37826,0	37826,0	37826,0	37826,0	37826,0	226955,82
Всего капитальные затраты	91863,1	91863,1	91863,1	91863,1	91863,1	91863,1	551178,42
Непредвиденные расходы	9186,3	9186,3	9186,3	9186,3	9186,3	9186,3	55117,79
НДС	18188,9	18188,9	18188,9	18188,9	18188,9	18188,9	109133,31
Всего смета проекта	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	759523,83

Таблица 22. Капитальные затраты на оборудование пунктов учёта тепловой энергии при переходе на закрытую схему горячего водоснабжения. (Сценарий 2)

Затраты	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Итого
ПИР и ПСД	7697,3	7697,3	7697,3	7697,3	7697,3	7697,3	46184,06
Оборудование	8085,4	8085,4	8085,4	8085,4	8085,4	8085,4	48512,62
Строительно-монтажные и наладочные работы	39618,7	39618,7	39618,7	39618,7	39618,7	39618,7	237712,02
Всего капитальные затраты	96216,8	96216,8	96216,8	96216,8	96216,8	96216,8	577300,62
Непредвиденные расходы	9621,7	9621,7	9621,7	9621,7	9621,7	9621,7	57730,01
НДС	19050,9	19050,9	19050,9	19050,9	19050,9	19050,9	114305,49
Всего смета проекта	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	795520,31

*Том 1. Схема теплоснабжения Нижнетуринского городского округа*

*Таблица 23. Итоговая таблица мероприятий по реконструкции и модернизации систем теплоснабжения Нижнетуринского городского округа*

№	Мероприятие	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Итого	Источник финансирования
1	Проект по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую. Сценарий 1	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3			759523,8	Бюджетное финансирование / УК, ТСЖ
2	Проект по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую. Сценарий 2	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7			795520,2	Бюджетное финансирование / УК, ТСЖ
3	Реконструкция схемы предпочистки сырой воды: с установкой блока дополнительных механических фильтров		3 000							3000	ПАО "Т Плюс"
4	Монтаж воздушно-осушительной установки для консервации паровых турбин 1,2 (КТ-63-7,7) (ПиР И СМР)		3 000							3000	ПАО "Т Плюс"
5	Реконструкция центрального фидерного пункта 6 кВ с установкой нового модульного здания блочного типа (ПиР И СМР)		16500	16500						33000	ПАО "Т Плюс"
6	Реконструкция ОРУ-110 кВ и ОРУ-220 кВ (ПиР)	400								400	ПАО "Т Плюс"
7	Реконструкция ОРУ-110 кВ (СМР)		7333,3	7333,3	7333,3	7333,3	7333,3	7333,3		43999,8	ПАО "Т Плюс"
8	Реконструкция ОРУ-220 кВ (СМР)		2218,3	2218,3	2218,3	2218,3	2218,3	2218,3		13309,8	ПАО "Т Плюс"
9	Реконструкция схемы стоков ВПУ – обратная схема (ПиР И СМР)		14666,7	14666,7	14666,7					44000,1	ПАО "Т Плюс"
10	Монтаж дополнительного бака коагулированной воды (ПиР И СМР)		5000	5000						10000	ПАО "Т Плюс"
11	Монтаж перемычки по ципк. Воде между блоками ПГУ 1 и 2 в здании обратных клапанов		1000							1000	ПАО "Т Плюс"
12	Реконструкция газопровода старой очереди (ПиР И СМР)		5000	5000						10000	ПАО "Т Плюс"
13	Реконструкция ротора паровой турбины парогазовой установки №1 (ПиР И СМР)	2500	2500							5000	ПАО "Т Плюс"

*Том 1. Схема теплоснабжения Нижнетуринского городского округа*

№	Мероприятие	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Итого	Источник финансирования
14	Реконструкция ротора паровой турбины парогазовой установки №2 (ПиР И СМР)	2500	2500							5000	ПАО "Т Плюс"
15	Реконструкция схемы постоянного тока с заменой аккумуляторной батареи №2 (ПиР И СМР)				7000					7000	ПАО "Т Плюс"
16	Прочие затраты по реконструкции оборудования НТГРЭС	555,2	1431,9	1431,9	1431,9	1431,9				6282,8	ПАО "Т Плюс"
17	Замена существующих котельных посёлка Косья на единую блочную модульную котельную на сжиженном газе ~1 МВт		400	8000						8400	ООО "ГЭСКО"
18	Замена существующей котельной деревни Большая Именная на блочную модульную котельную на сжиженном газе ~0,5 МВт		300		5500					5800	ООО "ГЭСКО"
19	Замена существующей котельной комплекса ФЖК поселка Ис на блочную модульную котельную ~3,6 МВт		800	7500	3500					11800	ООО "ГЭСКО"
20	Установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной ЦОК п. Ис		1000							1000	ООО "ГЭСКО"
21	Установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной п. Сигнальный		500							500	ООО "ГЭСКО"
22	Установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЗМИ		1500	1500						3000	ООО "ГЭСКО"
23	Установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЭАЗ		1000	1000						2000	ООО "ГЭСКО"
24	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса		186361	186361	186361	186361	186361	931805	931805	2795415	ООО "ГЭСКО"/ Бюджетное финансирование
	<b>ИТОГО:</b>	<b>265129,2</b>	<b>515185,2</b>	<b>515685,2</b>	<b>487185,2</b>	<b>456518,5</b>	<b>455086,6</b>	<b>941356,6</b>	<b>931805</b>	<b>4567951,5</b>	

## **Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации**

### *8.1. Общие положения*

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2012 г. №190 «О теплоснабжении» (ст.2, ст.15).

В соответствии с главой 2 ст. 5 ФЗ-190 единая теплоснабжающая организация определяется в схеме теплоснабжения. Для городов с численностью населения менее пятисот тысяч человек единая теплоснабжающая организация утверждается органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в сфере теплоснабжения.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации».

Правила организации теплоснабжения, утверждённые постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, в пункте 7 Правил устанавливают следующие критерии определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО):

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения соответствующей системе теплоснабжения.

### *8.2. Определение существующих зон действия энергоисточников в системе теплоснабжения*

НТ ГРЭС в лице ПАО «Т Плюс» обеспечивает отопление и горячее водоснабжение города Нижняя Тура, эксплуатацию большинства тепловых сетей осуществляет ООО «ГЭСКО».

Котельные и тепловые сети, расположенные в посёлках Ис, Сигнальный, Косья и дер. Большая Именная, централизованно снабжающие теплом и горячей водой данные посёлки, эксплуатируются ООО «ГЭСКО».

Суммарная договорная нагрузка потребителей, расположенных в зоне действия НТ ГРЭС составляет – 78,79 Гкал/ч.

Суммарная договорная нагрузка потребителей, расположенных в зоне действия котельных составляет 11,81 Гкал/ч.

Суммарная нагрузка системы централизованного теплоснабжения Нижнетуринского городского округа составляет 95,14 Гкал/час.

В разработанной схеме теплоснабжения от 2013 года в установленных границах Нижнетуринского городского округа **установлена единая зона действия** систем теплоснабжения, включающая в себя все имеющиеся системы централизованного теплоснабжения. Код зоны действия ЕТО – 001.

Таблица 24. Характеристика источников тепловой энергии, входящих в состав рассматриваемых зон деятельности

Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/час	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	Ведомственная принадлежность
Нижнетуринская ГРЭС	522	522	ПАО "Т Плюс"
ЦОК п. Ис	20,4	13,6	ООО "ГЭСКО"
Котельная ФЖК	9	7,8	ООО "ГЭСКО"
Котельная п. Сигнальный	5,16	3,44	ООО "ГЭСКО"
Котельные п. Косья	3,120	2,98	ООО "ГЭСКО"
Котельная дер. Б.Именная	0,104	0,104	ООО "ГЭСКО"

Перспективная зона деятельности энергоисточников сохраняется до 2032 года в основном в существующих границах с учетом расширения зон действия НТ ГРЭС при присоединении потребителей на вновь застраиваемых территориях.

### 8.3. Выводы

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или тепло сетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение о присвоении организации статуса ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает для поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в соответствии с пунктом 3 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г., орган местного самоуправления.

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;



- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения; заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п. 19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

На момент актуализации схемы теплоснабжения Нижнетуринского городского округа в соответствии с постановлением Администрации Нижнетуринского городского округа №656 от 14.07.2016 единой теплоснабжающей организацией является ПАО «Т Плюс». Необходимо отметить, что также на момент проведения актуализации производятся судебные разбирательства между ПАО «Т Плюс» и ООО «ГЭСКО» по вопросу определения единой теплоснабжающей организации.

Единственной теплоснабжающей организацией в Нижнетуринском городском округе предлагается определить ПАО «Т Плюс».

## **Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

Величины тепловой нагрузки, подлежащие распределению между источниками тепловой энергии Нижнетуринского городского округа, отсутствуют.

## **Раздел 10. Решения по бесхозяйным тепловым сетям**

В соответствии с предоставленными данными, бесхозяйные тепловые сети в Нижнетурунском городском округе отсутствуют.