



Муниципальное образование город Нижнекамск

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ –
Г. НИЖНЕКАМСК НА ПЕРИОД ДО 2040 ГОДА**

(Актуализация на 2026 год)

Том 2. Обосновывающие материалы

Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия

ШИФР 009.16.СТ-ОМ.014.000

г.Казань, 2025 г.

Состав документов

Наименование документа	ШИФР
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация на 2024г.) Том 1. Утверждаемая часть	009.16.СТ-УЧ.001.000
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация на 2024г.) Том 2. Обосновывающие материалы	
Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.001.000
Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.002.000
Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск	009.16.СТ-ОМ.003.000
Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	009.16.СТ-ОМ.004.000
Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск	009.16.СТ-ОМ.005.000
Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	009.16.СТ-ОМ.006.000
Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	009.16.СТ-ОМ.007.000
Глава 8 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	009.16.СТ-ОМ.008.000
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	009.16.СТ-ОМ.009.000
Глава 10 Перспективные топливные балансы	009.16.СТ-ОМ.010.000
Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.011.000
Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	009.16.СТ-ОМ.012.000

Наименование документа	ШИФР
Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения города Нижнекамска	009.16.СТ-ОМ.013.000
Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия	009.16.СТ-ОМ.014.000
Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций	009.16.СТ-ОМ.015.000
Глава 16 Реестр проектов схемы теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.016.000
Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.017.000
Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.018.000
Глава 19 Перспективное положение по воздействию систем теплоснабжения на экологию	009.16.СТ-ОМ.019.000

Оглавление

1	Общие положения	7
1.1	Нормативно-методическая база для проведения расчетов	7
1.2	Макроэкономические параметры	7
2	Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения	12
3	Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.....	20
4.	Особенности перехода в ценовые зоны теплоснабжения	23

Перечень рисунков

Рис. 3.1. Прогноз тарифа на тепловую энергию (горячую воду), отпускаемую потребителям АО «Татэнерго» в г. Нижнекамске, руб./Гкал без НДС 20

Рис. 4.1. Возрастная структура тепловых сетей в г. Нижнекамске28

Перечень таблиц

Табл. 1.1. Прогнозные индексы потребительских цен и индексы дефляторы (I) на продукцию производителей, принятые в расчете тарифно-балансовой модели 9

Табл. 1.2. Коэффициенты страховых взносов 10

Табл. 2.1. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО АО «Татэнерго» - АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» с учетом предложений по техническому перевооружению.133

Табл. 2.2. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО АО «Татэнерго» - ООО «Нижнекамская ТЭЦ» с учетом предложений по техническому перевооружению.Тарифно-балансовая модель ООО «Нижнекамская ТЭЦ» 15

Табл. 2.3. Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии в системе теплоснабжения г.Нижнекамск в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО – филиал АО «Татэнерго» Нижнекамские тепловые сети с учетом предложений по техническому перевооружению17

Табл. 2.4. Тарифно-балансовая модель конечного тарифа в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО (АО «Татэнерго») с учетом предложений по техническому перевооружению, для потребителей, подключенных к сетям АО «Татэнерго» руб./Гкал (без НДС)19

Глава 14. «Ценовые (тарифные) последствия» разрабатывается в соответствии с требованиями п. 82 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 (в ред. от 03.04.2018) «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку...»:

82. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 14 содержит описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения.

Общие положения

1.1. Нормативно-методическая база для проведения расчетов

Финансово-экономические расчёты выполнены в соответствии со следующими нормативно-методическими документами:

- «Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований», ЮНИДО. М.: АОЗТ «Интерэксперт», 1995;
- «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утверждённые Минэкономки РФ, Министерством финансов РФ и Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999г.;
- «Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений», разработанных ФГУП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», М., 2002 г.;
- «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике» на стадии предТЭО и ТЭО», утверждённые приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и заключением Главгосэкспертизы России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113;
- «Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», НП «АВОК», 2006 г.;
- Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утвержденные совместным приказом Министерства энергетики Российской Федерации и Министерства регионального развития Российской Федерации от 29.12.2012 г. № 565/667.

1.2. Макроэкономические параметры

Общий срок выполнения работ по проекту схемы теплоснабжения, начиная с 2025 года, составляет 12 лет. Расчетный период действия схемы – 2036 г. Срок нормальной эксплуатации котельных и тепловых сетей принимался 25 лет. Шаг расчёта принимался равным одному календарному году.

Для определения долгосрочных ценовых последствий и приведения капитальных вложений в реализацию проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет были использованы следующие макроэкономические параметры, установленные Минэкономразвития России:

- Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов от 22 сентября 2023 года.

Минэкономразвития России разработало сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (далее – сценарные условия). Базовый вариант развития описывает наиболее вероятный сценарий развития российской экономики с учетом относительно оптимистичных изменений внешних условий.

Значения индексов-дефляторов, принятые в тарифно-балансовой модели, приведены в Табл. 2.1. Базовым периодом для расчета тарифных последствий принят 2024 год.

Производственные расходы, технические характеристики оборудования и фактические производственные показатели приняты по данным теплоснабжающих организаций.

Табл. 2.1. Прогнозные индексы потребительских цен и индексы дефляторы (I) на продукцию производителей, принятые в расчете тарифно-балансовой модели

Показатели	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
Газ - индексация оптовых цен для всех категорий потребителей, исключая население	1 июля 11,2%	1 июля 21,3%	1 июля 4,3%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%
- индексация оптовых цен для населения	1 июля 11,2%	1 июля 10,3%	1 июля 4,3%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%
Электроэнергия - индексация тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей, исключая население	1 июля 9,1%	1 июля 11,6%	1 июля 6,3%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%	1 июля 4,1%
- индексация тарифов для населения	1 июля 8,9%	1 июля 12,6%	1 июля 5,2%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%
Индекс дефлятор тарифа на водоснабжение, водоотведение, организации сбора и утилизации отходов	1 июля 6,7%	1 июля 8,1%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%	1 июля 4,0%
Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги - размеры индексации	1 июля 9,8%	1 июля 11,9%	1 июля 5,4%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%	1 июля 4,8%
Инвестиции в основной капитал (базовый вариант)	9,1%	7,8%	5,3%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%
Инфляция (ИПЦ) среднегодовая	8,0%	5,8%	4,3%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%

Производственные расходы на отпуск тепловой энергии с коллекторов источников тепловой энергии, на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям и услуги сбытовой деятельности сформированы по статьям, структура которых установлена по данным теплоснабжающих организаций.

Расходы на оплату труда ППР последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливались в соответствии с формулой:

$$ЗП_{ППР,i+1} = ЗП_{ППР,i} \cdot I_{ЗП,i+1}, \quad (1.1)$$

где i - индекс расчетного периода.

Отчисления на социальные нужды, установленные в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009г. № 212-ФЗ (ред. от 03.12.2012г.) "О страховых взносах в пенсионный фонд Российской Федерации, фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования» представлены в Табл. 2.2.

Табл. 2.2. Коэффициенты страховых взносов

Виды страховых взносов	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
ПФР	0,22	0,22	0,22	0,22
ФСС	0,029	0,029	0,029	0,029
ФФОМС	0,051	0,051	0,051	0,051
ТФОМС	0,00	0,00	0,00	0,00
Страхование от несчастных случаев	0,002	0,002	0,002	0,002
Всего	0,302	0,302	0,302	0,302

Таким образом, размер страховых взносов на период 2022÷2040 гг. принимается равным 30,2% от ФОТ.

Прогноз цен на природный газ последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливался в соответствии с формулой:

$$Ц_{ПГ,i+1} = Ц_{ПГ,i} \cdot I_{ПГ,i+1}. \quad (1.2)$$

Прогноз цен на прочие первичные энергоресурсы, используемые для технологических нужд, устанавливался по формулам, аналогичным формулам 1.2.

Прогноз цен на покупной теплоноситель последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливался в соответствии с формулой:

$$Ц_{ПТ,i+1} = Ц_{ПТ,i} \cdot I_{ПТ,i+1}. \quad (1.3)$$

Прогноз цен на покупную электрическую энергию последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливался в соответствии с формулой:

$$\Pi_{\text{ЭЭ},i+1} = \Pi_{\text{ЭЭ},i} \cdot I_{\text{ЭЭ},i+1}. \quad (1.4)$$

Прогноз цен на тепловую энергию последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливался в соответствии с формулой:

$$\Pi_{\text{ТЭ},i+1} = \Pi_{\text{ТЭ},i} \cdot I_{\text{ТЭ},i+1}. \quad (1.5)$$

Амортизация существующего оборудования принималась по линейному способу амортизационных отчислений, на основании представленных калькуляций затрат. Амортизация основных фондов, образованных в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения основных производственных фондов и включенных в состав проектов схемы теплоснабжения, принималась по линейному методу с нормой амортизации установленной в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (в ред. ПП РФ от 09.07.2003 № 415, от 08.08.2003 № 476, от 18.11.2006 № 697, от 12.09.2008 № 676, от 24.02.2009 № 165). Амортизация основных фондов, включенных в реестр проектов схемы теплоснабжения и вводимых в эксплуатацию за счет средств: кредитов коммерческих банков с обслуживанием кредита из средств организаций, за счет экономии производственных издержек, принималась по линейному способу амортизационных отчислений.

Прогноз расходов на услуги сторонних организаций принимался по индексу-дефлятору на строительно-монтажные работы (СМР).

Прогноз изменения стоимости прочих расходов принимался по индексу инфляции (ИПЦ).

Принятые индексы-дефляторы должны быть уточнены при последующих актуализациях схемы теплоснабжения.

В связи с длительным инвестиционным циклом проекта возникает необходимость приведения разновременных экономических показателей в сопоставимый вид. В качестве точки приведения принят момент, соответствующий базовому году разработки схемы теплоснабжения – 2020 г. Приведение осуществляется с помощью ставки дисконтирования (нормы дисконта). В расчетах экономической эффективности инвестиционных проектов ставка дисконтирования принята не менее 12 %.

2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Тарифно-балансовые модели рассчитаны для теплоснабжающих организаций, предоставивших соответствующие сведения.

Оценка ценовых последствий представлена без учета мероприятий по строительству сетей с целью подключения (технологического присоединения) потребителей, стоимость которых оплачивается за счет взимания платы за подключение к сетям теплоснабжения.

Анализ влияния реализации проектов схемы теплоснабжения, предлагаемых к включению в инвестиционную программу теплоснабжающих организаций, выполнен по результатам прогнозного расчета необходимой валовой выручки. При этом необходимо отметить, что поскольку схема теплоснабжения является предпроектным документом, определяющим стратегию развития СЦТ муниципального образования, выполненный анализ ценовых последствий отражает возможную прогнозную динамику изменения тарифа на тепловую энергию для потребителей систем теплоснабжения при реализации всего предложенного в схеме теплоснабжения перечня мероприятий, а не сам тариф.

Для каждой организации на основе предоставленных данных за 2022-2040-е годы был рассчитан средневзвешенный тариф на тепловую энергию для конечного потребителя. В необходимую валовую выручку (далее НВВ) на следующие периоды были включены затраты в ценах базового года с учетом соответствующих дефляторов на реализацию мероприятий по улучшению технико-экономических показателей предприятий, без учета суммы по корректировке необходимой валовой выручки за отчетный период.

Табл. 2.1. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО АО "Татэнерго" - АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
Электрическая мощность																882	882	882
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт	880	880	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882
Располагаемая электрическая мощность	МВт	880	880	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882
Выработка электрической энергии всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76	4 411,76
по теплофикационному циклу	тыс. МВт-ч	3 730,04	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51	4 035,51
Собственные нужды, всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0	534,0
то же, %	%	14,3%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т.у.т.	3 473,43	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82	3 588,82
на выработку электрической энергии	тыс. т.у.т.	1 145,04	1 145,04	1 144,76	1 143,09	1 141,26	1 139,79	1 138,57	1 137,60	1 137,00	1 136,37	1 135,76	1 135,14	1 133,75	1 131,76	1 130,38	1 129,33	1 128,71
на выработку тепловой энергии	тыс. т.у.т.	2 443,78	2 443,78	2 444,06	2 445,73	2 447,56	2 449,03	2 450,25	2 451,22	2 451,82	2 452,45	2 453,06	2 453,68	2 455,07	2 457,06	2 458,44	2 459,49	2 460,11
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40	295,40
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Тепловая энергия																		
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3 746,00	3 746,00
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего, в том числе:	тыс. Гкал	15 853,95	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00	15 859,00
горячая вода		1 890,16	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97	1 775,97
хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,913	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968	2,968
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	3 556,223	3 112,907	3 116,377	3 119,883	3 123,102	3 126,369	3 130,028	3 133,880	3 137,454	3 140,705	3 144,665	3 148,284	3 151,176	3 153,656	3 156,924	3 160,515	3 164,487
Потребность в топливе газ природный на тепловую энергию	тыс. т у.т.	3 473,43	3 030,12	3 033,59	3 037,09	3 040,31	3 043,58	3 047,24	3 051,09	3 054,66	3 057,92	3 061,88	3 065,49	3 068,39	3 070,87	3 074,13	3 077,73	3 081,70
Топливный газ	тыс. т у.т.	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50	159,50
Потребность в топливе мазут	тыс. т у.т.	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789	82,789
Расчет НВВ на отпуск тепловой энергии (без НДС)																		
Материальные затраты	тыс. руб.	2 920,77	3 090,17	3 223,05	3 351,97	3 486,05	3 625,49	3 770,51	3 921,33	4 078,19	4 241,31	4 410,97	4 587,40	4 770,90	4 961,74	5 160,21	5 366,61	5 581,28
Услуги сторонних организаций	тыс. руб.	46 069,90	48 741,96	50 837,86	52 871,38	54 986,23	57 185,68	59 473,11	61 852,03	64 326,11	66 899,16	69 575,12	72 358,13	75 252,45	78 262,55	81 393,05	84 648,78	88 034,73
услуги по подрядному ремонту	тыс. руб.	46 069,90	48 741,96	50 837,86	52 871,38	54 986,23	57 185,68	59 473,11	61 852,03	64 326,11	66 899,16	69 575,12	72 358,13	75 252,45	78 262,55	81 393,05	84 648,78	88 034,73
Эксплуатация																		

Показатели	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
вода на технологические цели	тыс. руб.	1 645,01	1 778,26	1 849,39	1 923,36	2 000,30	2 080,31	2 163,52	2 250,06	2 340,07	2 433,67	2 531,01	2 632,26	2 737,55	2 847,05	2 960,93	3 079,37	3 202,54
энергия на производственные нужды	тыс. руб.	47 958,67	53 521,87	56 893,75	59 226,39	61 654,67	64 182,52	66 814,00	69 553,37	72 405,06	75 373,67	78 463,99	81 681,01	85 029,93	88 516,16	92 145,32	95 923,28	99 856,14
Топливо	тыс. руб.	1 450 491,75	1 595 620,17	1 664 230,29	1 730 798,22	1 800 029,17	1 872 029,34	1 946 909,50	2 024 784,84	2 105 775,17	2 190 005,09	2 277 604,18	2 368 707,21	2 463 454,34	2 561 991,33	2 664 469,77	2 771 047,33	2 881 887,95
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	50 667,53	53 606,25	55 911,32	58 147,77	60 473,68	62 892,63	65 408,33	68 024,67	70 745,65	73 575,48	76 518,50	79 579,24	82 762,41	86 072,90	89 515,82	93 096,45	96 820,31
Страховые взносы	тыс. руб.	15 098,92	15 974,66	16 661,57	17 328,04	18 021,16	18 742,00	19 491,68	20 271,35	21 082,20	21 925,49	22 802,51	23 714,61	24 663,20	25 649,73	26 675,71	27 742,74	28 852,45
Амортизация основных фондов	тыс. руб.	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90
Прочие расходы, не распределяемые по элементам	тыс. руб.	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00	44 193,00
ИТОГО затраты на производство	тыс. руб.	1 689 581,45	1 847 062,24	1 924 336,12	1 998 376,03	2 075 380,16	2 155 466,87	2 238 759,56	2 325 386,56	2 415 481,35	2 509 182,77	2 606 635,19	2 707 988,77	2 813 399,68	2 923 030,36	3 037 049,72	3 155 633,46	3 278 964,30
Прибыль на соц. развитие	тыс. руб.			5 000,00	5 200,00	5 408,00	5 624,32	5 849,29	6 083,26	6 326,60	6 579,66	6 842,85	7 116,56	7 401,22	7 697,27	8 005,16	8 325,37	8 658,38
НВВ (без инвест. составляющей)	тыс. руб.	1 689 581,45	1 847 062,24	1 929 336,12	2 003 576,03	2 080 788,16	2 161 091,19	2 244 608,85	2 331 469,82	2 421 807,95	2 515 762,43	2 613 478,03	2 715 105,32	2 820 800,90	2 930 727,63	3 045 054,88	3 163 958,83	3 287 622,68
НВВ (с инвест. составляющей)	тыс. руб.	1 755 949,25	1 913 430,04	1 998 557,74	2 075 566,51	2 155 658,26	2 238 956,10	2 325 588,35	2 415 688,50	2 509 395,37	2 606 853,35	2 708 212,59	2 813 629,27	2 923 265,80	3 037 291,12	3 155 880,92	3 279 217,90	3 407 492,12
Источники финансирования																		
Потребности в инвестициях	тыс. руб.	892 051,00	96 903,70	99 757,52	102 526,38	105 406,00	108 400,80	111 515,40	114 754,58	118 123,33	121 626,82	125 270,46	129 059,84	133 000,80	137 099,40	141 361,94	145 794,98	150 405,34
То же накопленным итогом	тыс. руб.	892 051,00	988 954,70	1 088 712,22	1 191 238,60	1 296 644,59	1 405 045,40	1 516 560,80	1 631 315,38	1 749 438,70	1 871 065,53	1 996 335,99	2 125 395,83	2 258 396,63	2 395 496,03	2 536 857,96	2 682 652,94	2 833 058,28
Собственные источник финансирования	тыс. руб.	892 051,00	96 903,70	99 757,52	102 526,38	105 406,00	108 400,80	111 515,40	114 754,58	118 123,33	121 626,82	125 270,46	129 059,84	133 000,80	137 099,40	141 361,94	145 794,98	150 405,34
амортизация объектов строительства, реконструкции, тех. перевооружения и (или) модернизации (тепловая энергия)	тыс. руб.	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90	30 535,90
амортизация прочие не регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	258 171,70																
капиталовложения из прибыли	тыс. руб.	66 367,80	66 367,80	69 221,62	71 990,48	74 870,10	77 864,90	80 979,50	84 218,68	87 587,43	91 090,92	94 734,56	98 523,94	102 464,90	106 563,50	110 826,04	115 259,08	119 869,44
прочие собственные средства (нетарифные источники)	тыс. руб.	536 975,60																

Табл. 2.2. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО АО «Татэнерго» - ООО «Нижекамская ТЭЦ» с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
Электрическая мощность																		
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт	724	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744
Располагаемая электрическая мощность	МВт	724	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744
Электрическая энергия																		
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. кВт·ч	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8	1 593,8
на тепловом потреблении	тыс. кВт·ч	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01	1185,01
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т у.т.	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506	1 359,506
на выработку электрической энергии	тыс. т у.т.	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07	587,07
на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44	772,44
УРУТ на выработку электрической энергии	г/кВт·ч	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51	377,51
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт·ч	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90	434,90
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10	149,10
Расход натурального топлива																		
Природный газ	тыс. куб.м.	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0	1 150 731,0
мазут	тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловая энергия																		
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580
теплофикационных отборов турбин	Гкал/ч	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220			
ПВК	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Расчетная тепловая нагрузка собственных нужд	Гкал/ч	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего, в том числе:	тыс. Гкал	5 224,67	5 238,82	5 263,00	5 287,43	5 309,85	5 332,63	5 358,13	5 384,97	5 409,88	5 432,53	5 460,13	5 485,35	5 505,50	5 522,78	5 545,56	5 570,58	5 598,25
в паре	тыс. Гкал	4 255,74	4 267,27	4 286,98	4 306,89	4 325,16	4 343,72	4 364,50	4 386,38	4 406,68	4 425,13	4 447,63	4 468,18	4 484,60	4 498,68	4 517,25	4 537,64	4 560,19

Показатели	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
в горячей воде	тыс. Гкал	966,87	969,49	973,96	978,48	982,63	986,85	991,57	996,53	1 001,14	1 005,34	1 010,44	1 015,11	1 018,84	1 022,04	1 026,25	1 030,88	1 036,00
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
то же, %	%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%
Цены на топливо																		
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./т у.т.	5,42	5,79	6,04	6,29	6,54	6,80	7,07	7,35	7,65	7,95	8,27	8,60	8,95	9,30	9,68	10,06	10,47
Расчет НВВ на отпуск тепловой энергии (без НДС)																		
Материальные затраты	тыс. руб.	977	1034	1078	1121	1166	1213	1261	1312	1364	1419	1475	1534	1596	1660	1726	1795	1867
Услуги сторонних организаций	тыс. руб.	1 746	1 848	1 927	2 004	2 085	2 168	2 255	2 345	2 439	2 536	2 638	2 743	2 853	2 967	3 086	3 209	3 337
услуги по подрядному ремонту	тыс. руб.	295	312	325	338	352	366	380	396	411	428	445	463	481	501	521	541	563
вода на технологические цели	тыс. руб.	3 227	3 489	3 628	3 773	3 924	4 081	4 245	4 414	4 591	4 775	4 966	5 164	5 371	5 586	5 809	6 041	6 283
Энергия всех видов со стороны	тыс. руб.	33 343	37 210	39 554	41 176	42 864	44 622	46 451	48 356	50 338	52 402	54 551	56 787	59 116	61 539	64 063	66 689	69 423
энергия на производственные нужды	тыс. руб.	33 343	37 210	39 554	41 176	42 864	44 622	46 451	48 356	50 338	52 402	54 551	56 787	59 116	61 539	64 063	66 689	69 423
Топливо		4 218 880	4 526 427	4 742 854	4 955 463	5 175 534	5 405 647	5 648 756	5 904 134	6 168 704	6 442 312	6 734 044	7 035 754	7 344 063	7 661 798	8 001 137	8 358 725	8 736 254
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	6 062	6 414	6 690	6 957	7 236	7 525	7 826	8 139	8 465	8 803	9 155	9 522	9 902	10 299	10 710	11 139	11 584
Страховые взносы	тыс. руб.	1 807	1 911	1 994	2 073	2 156	2 242	2 332	2 425	2 522	2 623	2 728	2 837	2 951	3 069	3 192	3 319	3 452
Амортизация основных фондов	тыс. руб.	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30
Прочие расходы, не распределяемые по элементам	тыс. руб.	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009
ИТОГО затраты на производство	тыс. руб.	4 297 201,15	4 609 509,18	4 828 914,91	5 043 770,79	5 266 181,10	5 498 728,56	5 744 370,87	6 002 385,23	6 269 698,45	6 546 162,27	6 840 866,00	7 145 668,91	7 457 196,98	7 778 282,09	8 121 107,34	8 482 323,95	8 863 628,97
Прибыль	тыс. руб.			5 000,00	5 200,00	5 408,00	5 624,32	5 849,29	6 083,26	6 326,60	6 579,66	6 842,85	7 116,56	7 401,22	7 697,27	8 005,16	8 325,37	8 658,38
НВВ (без инвест составляющей)	тыс. руб.	4 297 201,15	4 609 509,18	4 833 914,91	5 048 970,79	5 271 589,10	5 504 352,88	5 750 220,17	6 008 468,49	6 276 025,05	6 552 741,93	6 847 708,85	7 152 785,47	7 464 598,20	7 785 979,36	8 129 112,50	8 490 649,31	8 872 287,35
НВВ на горячую воду без инвест. составляющей	тыс. руб.	795 233,63	853 030,14	894 554,05	934 351,27	975 549,52	1 018 628,83	1 064 129,80	1 111 913,18	1 161 426,82	1 212 645,59	1 267 222,38	1 323 682,91	1 381 387,93	1 440 865,35	1 504 356,95	1 571 261,98	1 641 886,25
НВВ (с инвест составляющей)	тыс. руб.	822,48	879,88	918,47	954,90	992,79	1 032,20	1 073,18	1 115,78	1 160,10	1 206,20	1 254,13	1 303,98	1 355,84	1 409,79	1 465,88	1 524,19	1 584,83
Источники финансирования																		
Потребности в инвестициях	тыс. руб.	806 058,10	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30
То же накопленным итогом	тыс. руб.	1 190 640,00	1 220 495,30	1 250 350,60	1 280 205,90	1 310 061,20	1 339 916,50	1 369 771,80	1 399 627,10	1 429 482,40	1 459 337,70	1 489 193,00	1 519 048,30	1 548 903,60	1 578 758,90	1 608 614,20	1 638 469,50	1 668 324,80
Собственные источник финансирования	тыс. руб.	258 293,34	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30
амортизация объектов строительства,	тыс. руб.	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30	29 855,30

Показатели	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
реконструкции, тех. перевооружения и (или) модернизации (тепловая энергия)																		
амортизация прочие не регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	228 438,04																
капиталовложения из прибыли	тыс. руб.																	
Средства привлеченные на возвратной основе	тыс. руб.	547 764,76																

Табл. 2.3. Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Нижнекамск в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО – филиал АО «Татэнерго» Нижнекамские тепловые сети с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	2024 г	2025 г	2026 г	2027 г	2028 г	2029 г	2030 г	2031 г	2032 г	2033 г	2034 г	2035 г	2036 г	2037 г	2038 г	2039 г	2040 г
Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	1 845,982	1 902,139	1 742,550	1 756,704	1 769,558	1 783,062	1 796,198	1 808,527	1 819,801	1 832,522	1 845,348	1 857,481	1 868,564	1 879,088	1 891,183	1 900,036	1 911,582
НКТЭЦ-1 (ТГК-16)	тыс. Гкал	971,785	995,456	940,977	948,620	955,561	962,853	969,947	976,605	982,693	989,562	996,488	1 003,040	1 009,024	1 014,707	1 021,239	1 026,019	1 032,254
НКТЭЦ-2	тыс. Гкал	874,197	906,683	801,573	808,084	813,997	820,209	826,251	831,923	837,109	842,960	848,860	854,441	859,539	864,380	869,944	874,017	879,328
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	490,557*	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044
Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	1 355,425	1 508,095	1 348,506	1 362,660	1 375,514	1 389,018	1 402,154	1 414,483	1 425,757	1 438,478	1 451,304	1 463,437	1 474,520	1 485,044	1 497,139	1 505,992	1 517,538
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства всего	тыс. руб.																	
Услуги производственного характера, передача тепловой энергии по сетям город Н.Камск	тыс. руб.	557 518	589 854	615 218	639 827	665 420	692 037	719 718	748 507	778 447	809 585	841 969	875 647	910 673	947 100	984 984	1 024 384	1 065 359
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства НКТС, в том числе:	тыс. руб.	451 157,8	479 917,5	492 256,6	510 179,6	528 739,9	548 193,4	568 454,5	589 495,8	611 308,2	634 277,1	658 267,3	683 197,0	709 041,9	735 910,7	764 218,7	793 159,7	823 856,5
Расходы на приобретение материалов для эксплуатации и текущего ремонта оборудования	тыс. руб.	25 743,0	27 236,0	28 407,2	29 543,5	30 725,2	31 954,2	33 232,4	34 561,7	35 944,2	37 381,9	38 877,2	40 432,3	42 049,6	43 731,6	45 480,8	47 300,1	49 192,1
Капитальный ремонт (нормативный)	тыс. руб.	73 453,7	77 714,0	81 055,7	84 297,9	87 669,8	91 176,6	94 823,7	98 616,6	102 561,3	106 663,8	110 930,3	115 367,5	119 982,2	124 781,5	129 772,8	134 963,7	140 362,2
Покупная энергия	тыс. руб.	134 277,0	137 779,9	147 946,2	155 628,5	163 537,5	171 913,9	180 654,8	189 715,3	199 067,7	209 078,4	219 591,2	230 505,6	241 773,5	253 482,6	266 024,6	278 569,2	292 213,8
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	59 807,0	63 275,8	65 996,6	68 636,5	71 382,0	74 237,3	77 206,7	80 295,0	83 506,8	86 847,1	90 321,0	93 933,8	97 691,2	101 598,8	105 662,8	109 889,3	114 284,8
Страховые взносы	тыс. руб.	16 745,3	17 716,5	18 478,3	19 217,4	19 986,1	20 785,6	21 617,0	22 481,7	23 381,0	24 316,2	25 288,8	26 300,4	27 352,4	28 446,5	29 584,4	30 767,7	31 998,5
Амортизация, в том числе:	тыс. руб.	84 859,00	96 660,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00
Прочие расходы	тыс. руб.	56 212,0	59 472,3	62 029,6	64 510,8	67 091,2	69 774,8	72 565,8	75 468,5	78 487,2	81 626,7	84 891,8	88 287,4	91 818,9	95 491,7	99 311,3	103 283,8	107 415,1

Показатели	Ед. изм.	2024 г	2025 г	2026 г	2027 г	2028 г	2029 г	2030 г	2031 г	2032 г	2033 г	2034 г	2035 г	2036 г	2037 г	2038 г	2039 г	2040 г
Расходы из прибыли в составе тарифа	тыс. руб.	61,0	63,0	66,0	68,0	71,0	74,0	77,0	80,0	83,0	86,0	90,0	93,0	97,0	101,0	105,0	109,0	113,0
НВВ от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.	1 008 676,2	1 069 772,0	1 107 474,8	1 150 006,6	1 194 159,9	1 240 230,3	1 288 172,8	1 338 002,8	1 389 755,5	1 443 862,3	1 500 235,9	1 558 844,4	1 619 715,1	1 683 010,9	1 749 202,9	1 817 543,3	1 889 215,4
На содержание объектов теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	874 399,28	931 992,08	959 528,65	994 378,08	1 030 622,40	1 068 316,37	1 107 517,99	1 148 287,55	1 190 687,77	1 234 783,88	1 280 644,72	1 328 338,83	1 377 941,58	1 429 528,28	1 483 178,29	1 538 974,15	1 597 001,67
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	1 049 697,2	1 193 112,0	1 204 494,4	1 250 907,0	1 299 096,3	1 349 364,1	1 401 672,0	1 456 042,0	1 512 516,2	1 571 533,5	1 633 014,0	1 696 933,6	1 763 327,8	1 832 368,1	1 904 534,4	1 979 088,1	2 057 222,0
На содержание объектов теплосетевого хозяйства		915 420,28	1 055 332,08	1 056 548,25	1 095 278,46	1 135 558,80	1 177 450,23	1 221 017,20	1 266 326,73	1 313 448,52	1 362 455,06	1 413 422,74	1 466 427,97	1 521 554,29	1 578 885,50	1 638 509,80	1 700 518,91	1 765 008,23
Источники финансирования																		
Потребности в инвестициях	тыс. руб.	236 902,67	1 291 074,70	185 296,60	971 529,30	258 095,80	525 642,20	291 343,30	454 228,90	469 641,50	507 230,40	523 867,50	454 848,50	388 326,30	506 661,90	452 873,60	434 718,10	494 572,60
То же накопленным итогом	тыс. руб.	236 902,67	1 527 977,37	1 713 273,97	2 684 803,27	2 942 899,07	3 468 541,27	3 759 884,57	4 214 113,47	4 683 754,97	5 190 985,37	5 714 852,87	6 169 701,37	6 558 027,67	7 064 689,57	7 517 563,17	7 952 281,27	8 446 853,87
Собственные источник финансирования	тыс. руб.	125 880,00	220 000,00	185 296,60	189 177,38	193 213,40	197 410,86	201 776,21	206 316,18	211 037,75	215 948,17	221 055,02	226 366,14	231 889,71	237 634,22	243 608,51	249 821,77	256 283,56
амортизация объектов строительства, реконструкции, тех. перевооружения и (или) модернизации (тепловая энергия)	тыс. руб.	84 859,00	96 660,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00	88 277,00
капиталовложения из прибыли	тыс. руб.	41 021,00	123 340,00	97 019,60	100 900,38	104 936,40	109 133,86	113 499,21	118 039,18	122 760,75	127 671,17	132 778,02	138 089,14	143 612,71	149 357,22	155 331,51	161 544,77	168 006,56
прочие (нетарифные источники)/бюджетные средства	тыс. руб.	70 001,67	1 071 074,70		782 351,92	64 882,40	328 231,34	89 567,09	247 912,72	258 603,75	291 282,23	302 812,48	228 482,36	156 436,59	269 027,68	209 265,09	184 896,33	238 289,04

* В 2024 году указаны суммарные фактические тепловые потери по сетям филиала АО «Татэнерго» Нижнекамские тепловые сети и АО «ВКиЭХ»

Табл. 2.4. Тарифно-балансовая модель конечного тарифа в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО АО «Татэнерго» с учетом предложений по техническому перевооружению, для потребителей, подключенных к сетям АО «Татэнерго» руб./Гкал (без НДС)

Показатели	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
1. Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 845,982	1 902,139	1 742,550	1 756,704	1 769,558	1 783,062	1 796,198	1 808,527	1 819,801	1 832,522	1 845,348	1 857,481	1 868,564	1 879,088	1 891,183	1 900,036	1 911,582
НКТЭЦ-1 (ТГК-16)	тыс.Гкал	971,785	995,456	940,977	948,620	955,561	962,853	969,947	976,605	982,693	989,562	996,488	1 003,040	1 009,024	1 014,707	1 021,239	1 026,019	1 032,254
НКТЭЦ-2	тыс.Гкал	874,197	906,683	801,573	808,084	813,997	820,209	826,251	831,923	837,109	842,960	848,860	854,441	859,539	864,380	869,944	874,017	879,328
2. Расход тепловой энергии на потери	тыс.Гкал	490,557*	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044	394,044
3. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 355,425	1 508,095	1 348,506	1 362,660	1 375,514	1 389,018	1 402,154	1 414,483	1 425,757	1 438,478	1 451,304	1 463,437	1 474,520	1 485,044	1 497,139	1 505,992	1 517,538
4. НВВ (без инвестиций)	тыс. руб.	2 534 543,76	2 676 855,96	2 793 558,49	2 913 392,20	3 037 175,23	3 167 178,95	3 302 526,83	3 442 890,46	3 589 527,14	3 744 496,50	3 906 440,23	4 074 559,91	4 248 534,46	4 429 253,24	4 620 322,81	4 814 385,08	5 021 427,17
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 587 674,95	1 670 836,04	1 758 455,55	1 841 831,52	1 927 697,59	2 018 267,79	2 112 604,92	2 210 317,51	2 311 182,55	2 418 549,52	2 530 985,89	2 647 619,08	2 768 046,79	2 893 077,03	3 026 230,67	3 160 060,54	3 304 461,09
Расходы на передачу (содержание сетей теплоснабжение)	тыс. руб.	874 399,28	931 992,08	959 528,65	994 378,08	1 030 622,40	1 068 316,37	1 107 517,99	1 148 287,55	1 190 687,77	1 234 783,88	1 280 644,72	1 328 338,83	1 377 941,58	1 429 528,28	1 483 178,29	1 538 974,15	1 597 001,67
Расходы на сбыт	тыс. руб.	72 469,52	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
5. НВВ (с инвестициями)	тыс. руб.	2 575 564,76	2 800 195,96	2 890 578,09	3 014 292,58	3 142 111,63	3 276 312,80	3 416 026,04	3 560 929,64	3 712 287,89	3 872 167,67	4 039 218,25	4 212 649,05	4 392 147,17	4 578 610,46	4 775 654,32	4 975 929,85	5 189 433,73
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 587 674,95	1 670 836,04	1 758 455,55	1 841 831,52	1 927 697,59	2 018 267,79	2 112 604,92	2 210 317,51	2 311 182,55	2 418 549,52	2 530 985,89	2 647 619,08	2 768 046,79	2 893 077,03	3 026 230,67	3 160 060,54	3 304 461,09
Расходы на передачу (содержание сетей теплоснабжение)	тыс. руб.	915 420,28	1 055 332,08	1 056 548,25	1 095 278,46	1 135 558,80	1 177 450,23	1 221 017,20	1 266 326,73	1 313 448,52	1 362 455,06	1 413 422,74	1 466 427,97	1 521 554,29	1 578 885,50	1 638 509,80	1 700 518,91	1 765 008,23
Расходы на сбыт	тыс. руб.	72 469,52	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41

* В 2024 году указаны суммарные фактические тепловые потери по сетям филиала АО «Татэнерго» Нижнекамские тепловые сети и АО «ВКиЭХ»

3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

В Табл.3.1. и на рис.3.1. приведены результаты расчетов ценовых последствий:

- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю «без инвестиционной составляющей»;
- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю «с инвестиционной составляющей»;
- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю с учетом прогноза МЭР.

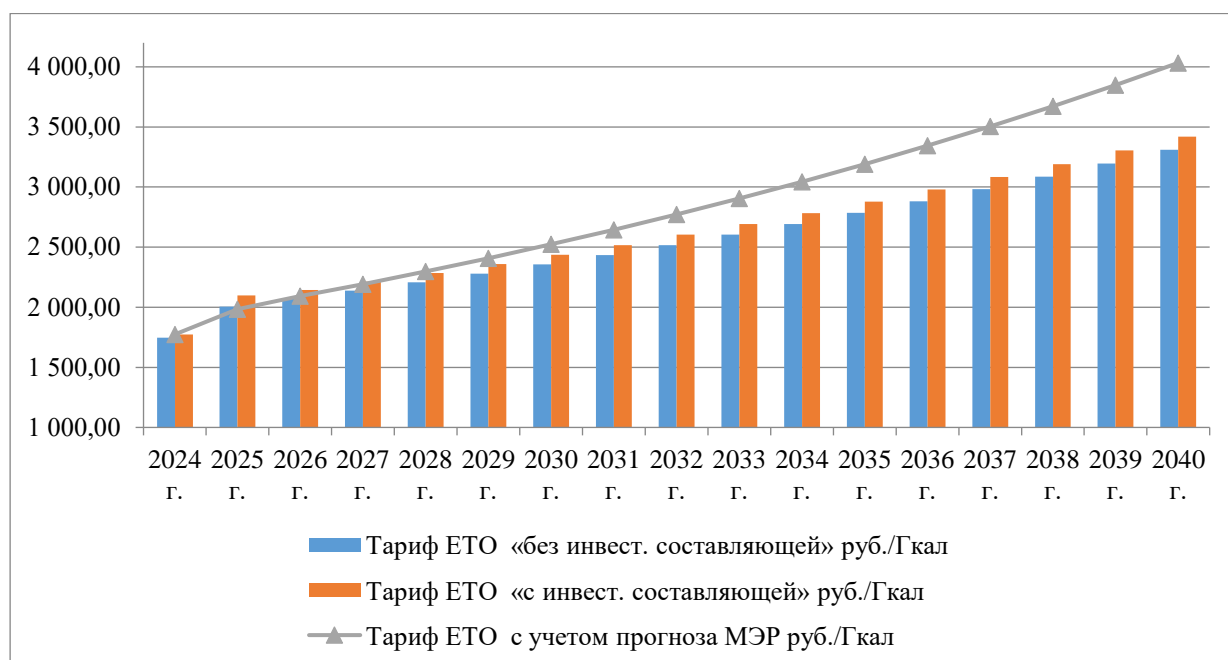


Рис. 3.1. Прогноз тарифа на тепловую энергию (горячую воду), отпускаемую потребителям АО «Татэнерго» в г. Нижнекамске, руб./Гкал без НДС

Из проведенных расчетов становится очевидным, что проведение мероприятий, запланированных мероприятий по реконструкции, модернизации и строительству объектов теплоснабжения для ЕТО АО «Татэнерго» в городе Нижнекамске отражается на тарифе на тепловую энергию, поставляемую потребителям, в том числе и населению.

Все мероприятия запланированы за счет собственных средств организации «амортизационные отчисления» и «прибыль на развитие производства» (тарифный источник), большая доля инвестиций, начиная с

2026 года планируется за счет не тарифных источников – это бюджетные средства или собственные средства от нерегулируемых видов деятельности.

Инвестиционная составляющая тарифа не оказывает влияние на рост тарифов для конечных потребителей.

Табл. 3. 1- Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей ЕТО АО «Татэнерго», поставляемую потребителям в г. Нижнекамске, руб./Гкал. (без учета НДС)

	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
Тариф ЕТО «без инвест. составляющей»	1 745,63	2 005,20	2 071,60	2 138,02	2 208,03	2 280,16	2 355,32	2 434,03	2 517,63	2 603,10	2 691,68	2 784,24	2 881,30	2 982,57	3 086,10	3 196,82	3 308,93
Тариф ЕТО «с инвест. составляющей»	1 773,88	2 097,59	2 143,54	2 212,07	2 284,32	2 358,73	2 436,27	2 517,48	2 603,73	2 691,85	2 783,17	2 878,60	2 978,70	3 083,15	3 189,85	3 304,09	3 419,64
Тариф ЕТО с учетом прогноза МЭР	1 773,88	1 984,97	2 092,16	2 192,58	2 297,83	2 408,12	2 523,71	2 644,85	2 771,81	2 904,85	3 044,29	3 190,41	3 343,55	3 504,04	3 672,24	3 848,50	4 033,23

4. Особенности перехода в ценовые зоны теплоснабжения

Федеральный закон от 29.07.2017 № 279-ФЗ предусматривает переход в ценовые зоны теплоснабжения, переход на новую модель рынка тепла – модель ценообразования «Альтернативная котельная». На территории «ценовых» зон отменяется тарифное регулирование, изменяется порядок заключения договоров в сфере теплоснабжения, а также перераспределяются полномочия между единой теплоснабжающей организацией и органом местного самоуправления.

Ценовые зоны теплоснабжения – это населенные пункты, которые по решению местной власти перешли на метод «альтернативной котельной», то есть те, где цены на тепловую энергию для потребителей ограничены предельным уровнем цен. Основной целью является переход от полного государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения к договорным ценам, ограниченным для потребителей предельным уровнем. Этот подход получил название принципа «альтернативной котельной». В этом случае предельный уровень договорной цены определяется на уровне тарифа для потребителя, который бы включал в себя расходы на строительство и эксплуатацию альтернативной котельной, не входящей в централизованную систему теплоснабжения. Цена на тепло рассчитывается следующим образом: за основу берется стоимость строительства нового источника тепла, подключения к нему потребителей и дальнейшего его обслуживания. На основе этих затрат утверждается предельный уровень для всех источников в городе, дороже которого продавать тепло нельзя. То есть «альтернативная котельная» - это порог, планка цены.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 15.12.2017 №1562 альтернативным источником является котельная установленной мощностью 10 Гкал/час с тепловыми сетями, построенная на новом, осваиваемом под жилищное строительство земельном участке.

Процесс перехода на новую модель рынка теплоснабжения «альтернативная котельная» определен законодательством и занимает не более 11 месяцев с момента направления уведомления законодательного (представительного) органа государственной власти субъекта Российской Федерации (Государственный совет Республики Татарстан) о намерении подписать в соответствии с пунктом 3 части 1 статьи 23.3 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» (далее – 190-ФЗ) совместное обращение об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения до момента утверждения предельной цены на тепловую

энергию. Возможно сокращение этого срока за счет более оперативного рассмотрения документов.

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14.09.2018 № 770 утверждены Методические рекомендации по внедрению целевой модели рынка тепловой энергии на территории поселения, городского округа, в которых приведены рекомендуемые формы и состав документов, необходимых для направления предложений об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения.

К письму в адрес Минэнерго Российской Федерации должны быть приложены:

- уведомления законодательного (представительного) органа государственной власти субъекта Российской Федерации о намерении органа местного самоуправления подписать совместное обращение с единой теплоснабжающей организацией;

- согласие высшего исполнительного органа государственной власти субъекта Российской Федерации на отнесение поселения, городского округа, находящегося на территории субъекта Российской Федерации, к ценовой зоне теплоснабжения;

- краткое описание существующего положения в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения, включая описание структуры договорных отношений;

- оценка ценовых (тарифных) последствий, в том числе оценка необходимости превышения предельными (максимальными) индексами изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в муниципальном образовании индекса изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги;

- оценка финансовых последствий для местного бюджета в случае отнесения поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения;

- описание планируемого повышения эффективности теплоснабжения для поселения, городского округа, в случае отнесения их к ценовой зоне теплоснабжения;

- иные документы.

В целях оценки финансовых последствий для местного бюджета в случае отнесения поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения необходимо сделать соответствующий запрос в Министерство цифрового развития государственного управления, информационных технологий и связи Республики Татарстан.

В процессе перехода необходима актуализация схем теплоснабжения и заключение Соглашения об исполнении схемы теплоснабжения между ЕТО

и Исполнительным комитетом муниципального образования, содержащее следующие существенные условия:

- 1) достижение целевых показателей исполнения схемы теплоснабжения единой теплоснабжающей организацией;
- 2) обязательства единой теплоснабжающей организации по выполнению мероприятий по строительству, реконструкции и модернизации объектов теплоснабжения;
- 3) ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение условий, предусмотренных данным соглашением;
- 4) обязательство единой теплоснабжающей организации по представлению обеспечения исполнения своих обязательств способом, согласованным сторонами;
- 5) распределение имущественных прав на строящиеся, реконструируемые и модернизируемые объекты системы теплоснабжения;
- 6) иные, не противоречащие законодательству Российской Федерации условия, в том числе обязательство единой теплоснабжающей организации при определении цен на тепловую энергию, поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям, применить к предельному уровню цены на тепловую энергию коэффициент. Размер такого коэффициента и срок его применения определяются сторонами соглашения об исполнении схемы теплоснабжения.

Порядок определения предельного уровня цены на тепловую энергию и механизмы сглаживания роста цен также определены законодательством.

Правила определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), утверждены постановлением Правительства РФ от 15.12.2017 №1562 (далее – Правила).

Расчетная модель размещена на сайте Министерства энергетики Российской Федерации <https://minenergo.gov.ru/node/4227>.

В соответствии с пунктом 3 статьи 23.6 190-ФЗ в случае, если предельный уровень цены на тепловую энергию, определенный в соответствии с Правилами, выше тарифа на тепловую энергию, поставляемую потребителям, действующего на дату окончания переходного периода, предельный уровень цены на тепловую энергию утверждается на основании графика поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию до уровня, определяемого в соответствии с Правилами, но не ниже тарифа на тепловую энергию, поставляемую потребителям, действовавшего на дату окончания переходного периода.

Согласно пунктом 5 статьи 23.6 190-ФЗ график поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до уровня, определяемого в соответствии с Правилами, однократно утверждается высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации на срок не более чем пять лет, а в случаях, установленных Правительством Российской Федерации, на срок не более чем десять лет (график утверждается на срок более 5 лет и не более 10 лет).

Постановлением Правительства РФ от 23.07.2018 года № 860 утверждены Правила определения в ценовых зонах теплоснабжения сторонами соглашения об исполнении схемы теплоснабжения размера коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность) и срока его применения (далее – Правила).

Размер коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность) и срок его применения определяются сторонами соглашения об исполнении схемы теплоснабжения в соответствии с Правилами и такой коэффициент применяется в случае включения в указанное соглашение обязательства единой теплоснабжающей организации при определении цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, применить коэффициент.

Стороны соглашения об исполнении схемы теплоснабжения определяют срок применения коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность), который не может быть более 10 лет.

Коэффициент определяется по формуле:

$$K_{i,t} = \frac{T_{6,t} \times \prod_{j=k}^i (1 + I_j^n + x_t)}{Ц_{пр_{i,t}}},$$

где: $T_{6,t}$ - тариф на тепловую энергию, действующий на дату окончания переходного периода (в нашем случае – 31.12.2024), (руб./Гкал);

k - первый год, на который утверждается предельный уровень цены на тепловую энергию (2025 год);

$I_n j$ - прогнозный показатель индекса потребительских цен, определенный в базовом варианте прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на j -й год (ИПЦ);

x_t - величина, определяемая сторонами соглашения об исполнении схемы теплоснабжения, отражающая рост сверх инфляции (на уровне не менее 0,02 и не более 0,06);

$Ц_{пр_{i,t}}$ - предельный уровень цены на тепловую энергию, утвержденный на i -й год применения коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (цена АК на соответствующий год) (рублей/Гкал).

В соответствии со ст. 23.4 - 23.6 ФЗ-190 в ценовых зонах теплоснабжения устанавливаются особенности ценообразования на товары, услуги. В ценовых зонах теплоснабжения цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям по договорам теплоснабжения, заключенным с единой теплоснабжающей организацией, определяются соглашением сторон договора, но не выше предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

Единая теплоснабжающая организация и теплоснабжающие организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии, заключают договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя по ценам, определяемым соглашением сторон договора.

На данный момент к ценовым зонам теплоснабжения в российской Федерации отнесены 32 муниципальных образования из 17 регионов и четырех федеральных округов. Это 12 миллионов человек или около 8% от всего населения нашей страны. Решениями Правительства Российской Федерации к ценовой зоне теплоснабжения отнесены города: Красноярск, Барнаул, Ульяновск, Оренбург, Пенза, Самара, Чебоксары, Владимир, Прокопьевск, Бийск и др..

Как показывает опыт переходы в ценовые зоны теплоснабжения по субъектам Российской Федерации, расходы по ремонту в регионах выросли в разы. Так, например, в Красноярске после перехода в ценовую зону объем ремонтов только в 2020 году увеличился до 34 км сетей (ранее менялось только 1,5-2 км тепловых сетей в год), а в 2021 — почти в 2 раза больше. В Новосибирске только в 2021 году объем ремонта составил 30 км сетей - объем замены сетей увеличился в 15 раз.

Кроме того, новая экономическая модель дает возможность увеличить капитальные вложения (инвестиции) в замену изношенного, морально устаревшего оборудования, сократить количество остановов. Только в Новосибирске объемы инвестиций возрастут на 336 %.

Как показывает опыт перехода в ценовые зоны по Российской Федерации новая экономическая модель позволяет снизить количество повреждений на тепловых сетях, сократить величину технологических потерь, провести модернизацию систем теплоснабжения, при этом в части регионов рост тарифов на тепловую энергию был минимальный – до 0,5%, а для части потребителей наблюдалось снижение тарифов.

Таким образом, эффект перехода в ценовые зоны теплоснабжения зависит от слаженной работы и совместных усилий теплоэнергетиков и муниципальных и региональных властей и достигнуть его планируется

увидеть в течение нескольких лет после перехода города в ценовую зону. Как отмечают эксперты «чтобы достичь нужных темпов модернизации, единая теплоснабжающая организация инвестирует дополнительные средства, учитывая при этом гарантию возврата денежных средств и исключая непредсказуемость регулятора». Как отмечает Сергей Бухаров, независимый эксперт по теплоэнергетике, «всякий инвестор рассчитывает на возврат вложенных средств, а инвестиции без обеспечения возврата - это благотворительность. Тарифное регулирование не дает гарантий возврата инвестиций».

Износ теплосетевой инфраструктуры является проблемой большинства российских городов, он составляет более 60%. Ежегодно заменяется не более 2% тепловых сетей, что не позволяет предотвратить их дальнейшую деградацию. Требуется рост темпов обновления в 3-4 раза выше сложившегося уровня, и это касается не каких-то отдельных городов, а страны в целом.

Не исключение составляет и город Нижнекамск. В городе Нижнекамске централизованное теплоснабжение осуществляется от двух ТЭЦ: филиал ОАО «ТГК-16» - Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1), ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2). Отпуск тепловой энергии на теплоснабжение города осуществляется в магистральные сети Нижнекамских тепловых сетей, далее через ЦТП и распределительные сети АО «Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство». Возрастная структура тепловых сетей в городе Нижнекамске представлена на рис. 4.1.

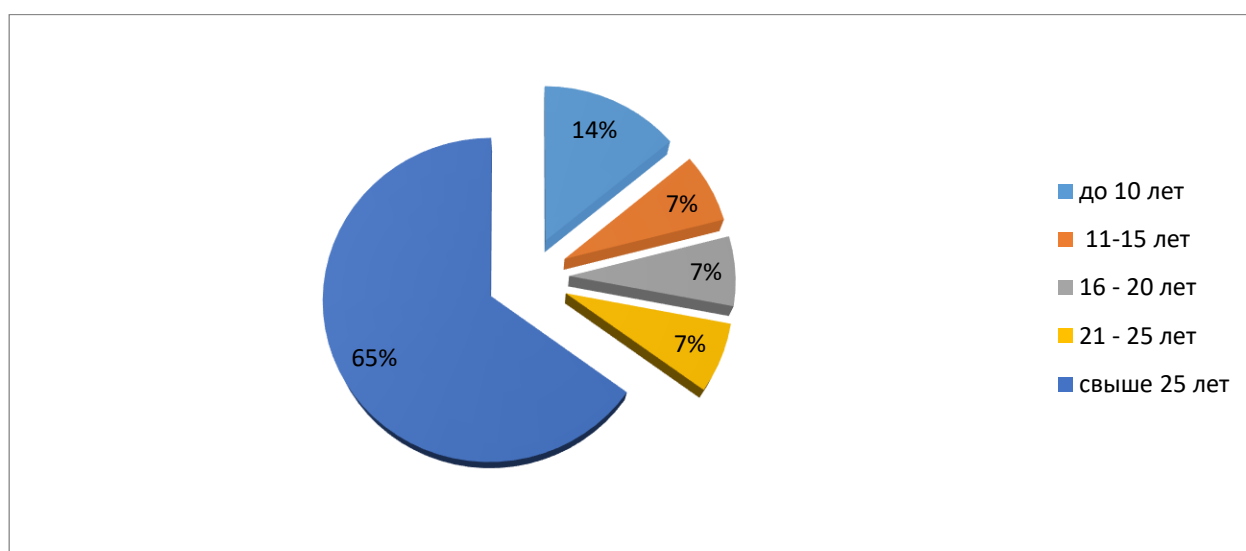


Рис.4.1. Возрастная структура тепловых сетей в г. Нижнекамске.

Привлечение инвестиций в отрасль, повышение энергоэффективности и развитие территории с эффективной теплоснабжающей организацией возможно за счет перехода на «альтернативную котельную». При сдерживании роста тарифа для потребителей не выше сверх ежегодной инфляции 4% - 6% позволит осуществить переход на метод «альтернативная котельная» в городе Заинске за 10 лет.

Основными плюсами внедрения метода «альтернативной котельной» являются:

- а) для Исполнительных органов власти:
 - отсутствие необходимости выделения значительных субсидий для строительства источников и сетей теплоснабжения (потребность в инвестициях 12,48 млрд. руб.);
 - привлечение частных инвестиций в капиталоемкую отрасль;
 - огромные запасы по росту энергоэффективности;
 - наиболее оперативное обновление фондов в теплоэнергетике – рост энергобезопасности, надежности за счет увеличения объемов замены сетей в 3 раза;
- б) для потребителей
 - снижение платежей за тепловую энергию в будущем за счет повышения энергоэффективности;
 - повышение надежности теплоснабжения, снижения аварийных отключений на теплоэнергетическом оборудовании.

Переход к ценовой зоне теплоснабжения позволит реализовать крупные мероприятия по подключению объектов к системе централизованного теплоснабжения без необходимости оплаты за технологическое присоединение.

По состоянию на 25 марта 2025 года к ценовым зонам теплоснабжения в Российской Федерации отнесены 47-мь муниципальных образования, например: (данные взяты с сайта Минэнерго России):

Табл. 4.1. Информация о муниципальных образованиях, отнесенных решением Правительства Российской Федерации к ценовым зонам теплоснабжения

Субъект Российской Федерации	Муниципальное образование
1) Алтайский край:	г. Рубцовск, г. Барнаул, г. Бийск;
2) Новосибирская область:	г. Новосибирск, г. Куйбышев, г. Обь рп. Линево;

Субъект Российской Федерации	Муниципальное образование
3) Ульяновская область:	г. Ульяновск;
4) Оренбургская область:	г. Оренбург, г. Медногорск, г. Орск;
5) Красноярский край:	г. Красноярск, г. Канск
6) Кемеровская область – Кузбас	Прокопьевск, г. Кемерово, г. Белово;
7) Самарская область:	г. Самара, г. Новокуйбышевск, г. Тольятти, г. Сызрань;
8) Владимирская область:	г. Владимир;
9) Иркутская область:	г. Усолье-Сибирское;
10) Чувашская Республика (Чувашия):	г. Новочебоксарск, г. Чебоксары, г. Пенза
11) Кировская область:	г. Кирово-Чепецк, г. Киров;
12) Республика Хакасия:	г. Абакан, Усть-Абаканский поссовет, г. Черногорск
13) Республика Мордовия	г. Саранск;
14) Пермский край:	г. Пермь, г. Чайковск, г.о. Краснокамск, г. Березняки;
15) Амурская область:	г. Березняки, г.о. Чусовский, г. Благовещенск, п.г.т. Прогресс;
16) Ивановская область:	г. Иваново г. Кохма;
17) Удмуртская Республика:	г. Ижевск;
18) Забайкальский край	г. Чита
19) Республика Тыва	г. Кызыл, Пгт. Каа-Хем
20) Свердловская область	г. Екатеринбург
21) Смоленская область	г. Десногорск

Таким образом, сложившаяся практика в Российской Федерации показывает, что переход в ценовые зоны позволит значительно увеличить объемы инвестиций в систему теплоснабжения регионов, что однозначно скажется на улучшении качества и надежности теплоснабжения потребителей.