



Актуализация схемы теплоснабжения  
г. Йошкар-Ола на 2024 год на период до 2027 года

Обосновывающие материалы

## **Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

г. Казань, 2023

## Оглавление

1	Общие положения.....	3
2	Нормативно-методическая база для проведения расчетов.....	4
3	Макроэкономические параметры.....	5
4	Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение объектов системы теплоснабжения.....	9
5.	Оценка ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	16
6.	Оценка эффективности инвестиций в переключение котельных на ТЭЦ.....	22

## **1 Общие положения**

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии подпунктом «и» пункта 4, пунктом 15 и пунктом 76 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ № 154 от 22 февраля 2012 года.

В соответствии с пунктами 15 и 76 Требований к схеме теплоснабжения должны быть разработаны и обоснованы:

- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе;
- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе;
- предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе;
- предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;
- расчеты эффективности инвестиций по отдельным предложениям;
- расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

Технико-экономические и финансово-экономические расчёты в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения выполнены с применением тарифно-балансовых моделей, которые связывают технические показатели работы элементов системы теплоснабжения (источников, системы транспорта теплоносителя) с экономическими показателями и учитывают реализацию проектов, предлагаемых схемой теплоснабжения.

## **2 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 Минэкономики 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 №212 от 05.03.2019г.

### 3 Макроэкономические параметры

Общий срок выполнения работ по актуализированной схеме теплоснабжения, начиная с 2023 года, составляет 5 лет. Расчетный период действия схемы – 2027 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:

- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов;
- «Прогноз социально-экономического развития российской федерации на период до 2024 года». <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/201801101>;
- «Прогноз социально-экономического развития российской федерации на период до 2036 года». <http://economy.gov.ru/minec/about/structure/depMacro/201828113>;
- Письмо Минэкономразвития России от 18.05.2015 г. № 12664-АВ/Д03и по доведению информации о применении актуализированных показателей прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/201505251>;
- Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (приведен на официальном сайте Минэкономразвития России по адресу: [http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20131108\\_5](http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20131108_5));

Значения индексов-дефляторов, принятые в тарифно-балансовой модели, приведены в [Табл. 3.1](#). Базовым периодом для расчета тарифных последствий принят 2022 год.

**Табл. 3.1. Прогнозные индексы потребительских цен и индексы дефляторы на продукцию производителей, принятые в расчете тарифно-балансовой модели**

Показатели	2021 год	2022 год	с 1 декабря 2022г.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Газ - индексация оптовых цен для всех категорий потребителей, исключая население	июль 3,0%	июль 5,0%	8,50%	июль 0,0%	июль 7,0%	июль 7,0%	июль 7,0%	июль 7,0%
Электроэнергия -индексация тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей, исключая население	3,00%	3,80%	9,00%	июль 0,0%	6,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Индекс дефлятор тарифа на водоснабжение, водоотведение, организации сбора и утилизации отходов	июль 3,9%	июль 3,9%	4,00%	июль 0,0%	июль 4,1%	июль 4,0%	июль 4,0%	июль 4,0%
Индекс дефлятор на тепловую энергию	июль 4,0%	июль 4,0%	8,00%	июль 0,0%	июль 5,6%	июль 5,2%	июль 5,2%	июль 5,2%
Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)	6,00%	4,30%	-	6,00%	4,70%	4,00%	4,10%	4,00%
Индекс производителей (ИЦП) в т.ч. без продукции ТЭКа (нефть, нефтепродукты, уголь, газ, энергетика)	4,00%	4,80%	-	5,50%	4,80%	4,50%	4,50%	4,50%
Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги - размеры индексации (июль)	июль 4,0%	июль 4,0%	8,50%	0,00%	июль 4,0%	июль 4,0%	июль 3,0%- 4,0%	июль 3,0%- 4,0%
Индекс дефлятор на капитальные вложения (базовый вариант)	5,40%	5,10%	-	5,90%	5,30%	4,80%	4,80%	4,80%
Индекс дефлятор на строительство (базовый вариант)	5,10%	4,30%	-	6,40%	5,50%	5,20%	5,20%	5,20%

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 базовому устанавливались в соответствии с формулой:

$$З_{ППР,i+1} = З_{ППР,i} * I_{ЗП,i+1}, \quad (12.1)$$

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. 3.2.](#)

**Табл. 3.2. Страховые взносы**

Виды страховых взносов	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
ПФР	22,0%	22,0%	22,0%	22,0%
ФСС	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
ФФОМС	5,1%	5,1%	5,1%	5,1%
ТФОМС	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Всего	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%

Размер страховых взносов на период 2023÷2027 г.г., с учетом дополнительных взносов, принимается равным 30,2% ФОТ.

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

$$Ц_{ПГ,i+1} = Ц_{ПГ,i} * I_{ПГ,i+1} \quad (12.2)$$

Прогноз цен на прочие первичные энергоресурсы, используемые для технологических нужд, устанавливался по формулам, аналогичным формулам 12.2.

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

$$Ц_{ПТ,i+1} = Ц_{ПТ,i} * I_{ПТ,i+1} \quad (12.3)$$

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

$$Ц_{ЭЭ,i+1} = Ц_{ЭЭ,i} * I_{ЭЭ,i+1} \quad (12.4)$$

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

$$Ц_{ТЭ,i+1} = Ц_{ТЭ,i} * I_{ТЭ,i+1} \quad (12.5)$$

Амортизация оборудования, в части амортизации существующего оборудования, принималась по линейному способу амортизационных отчислений, на основании данных тарифных дел. 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.

Аренда оборудования, в части расходов, включаемых в себестоимость продукции, определялась по материалам тарифных дел.

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.



#### **4 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение объектов системы теплоснабжения**

В Табл. 4.1 представлены планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» с указанием источников финансирования мероприятий.

Общий объем капитальных вложений на реализацию мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, составит 1,434 млрд. руб. Из них: амортизация – 429,523 млн. руб., средства из прибыли – 106,900 млн. руб., плата за подключение потребителей – 42,453 млн. руб., бюджетные (заемные) средства – 855,366 млн. руб.

В Табл. 4.2 представлены планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" с указанием источников финансирования мероприятий.

Общий объем капитальных вложений на реализацию мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, составит 701,241 млн. руб. Из них: собственные средства – 593, 848 млн. руб., плата за подключение потребителей - 107,393 млн. руб.

**Табл. 4.1 Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», тыс. руб. (с НДС)**

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
<b>Проекты ЕТО N 001 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»</b>					
Всего стоимость проектов	245 592,33	100 008,00	321 289,82	183 900,18	583 452,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом	245 592,33	345 600,33	666 890,15	850 790,34	1 434 242,34
Источники инвестиций, в том числе:	245 592,33	100 008,00	321 289,82	183 900,18	583 452,00
Собственные средства, в том числе:	49 118,47	90 500,00	100 333,00	153 565,73	142 906,29
Амортизация	49 118,47	0,00	83 933,00	153 565,73	142 906,29
Средства из прибыли	0,00	90 500,00	16 400,00	0,00	0,00
Средства за присоединение потребителей	0,00	9 508,00	4 298,82	28 646,18	0,00
Бюджетные средства (заемные)	196 473,86	0,00	216 658,00	1 688,27	440 545,71
<b>Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	166 872,02	257 372,02	533 772,02	533 772,02	533 772,02
Источники инвестиций, в том числе:	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	33 374,40	90 500,00	59 742,00	0,00	0,00
Амортизация	33 374,40	0,00	43 342,00	0,00	0,00
Средства из прибыли	0,00	90 500,00	16 400,00	0,00	0,00
Средства за присоединение потребителей	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Бюджетные средства (заемные)	133 497,62	0,00	216 658,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Реконструкция и модернизация источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	166 872,02	257 372,02	533 772,02	533 772,02	533 772,02
<b>Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"</b>					
Всего стоимость группы проектов	78 720,31	9 508,00	44 889,82	183 900,18	583 452,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	78 720,31	88 228,31	133 118,13	317 018,32	900 470,32
Источники инвестиций, в том числе:	78 720,31	9 508,00	44 889,82	183 900,18	583 452,00
Собственные средства, в том числе:	15 744,06	0,00	40 591,00	153 565,73	142 906,29
Амортизация	15 744,06	0,00	40 591,00	153 565,73	142 906,29
Средства из прибыли	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средства за присоединение потребителей	0,00	9 508,00	4 298,82	28 646,18	0,00
Бюджетные средства (заемные)	62 976,25	0,00	0,00	1 688,27	440 545,71

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"</b>					
Всего стоимость группы проектов	0,00	9 508,00	4 298,82	28 646,18	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	9 508,00	13 806,82	42 453,01	42 453,01
<b>Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных"</b>					
Всего стоимость группы проектов	8 383,33	0,00	0,00	118 748,00	528 676,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	8 383,33	8 383,33	8 383,33	127 131,33	655 807,33
<b>Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса"</b>					
Всего стоимость группы проектов	70 336,98	0,00	40 591,00	36 506,00	54 776,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	70 336,98	70 336,98	110 927,98	147 433,98	202 209,98

**Табл. 4.2 Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс", тыс. руб. (с НДС)**

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
<b>Проекты ЕТО N 002 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"</b>					
Всего стоимость проектов	150 594,18	213 949,60	198 059,84	94 698,78	43 938,95
Всего стоимость проектов накопленным итогом	150 594,18	364 543,78	562 603,62	657 302,40	701 241,35
Источники инвестиций, в том числе:	150 594,18	213 949,60	198 059,84	94 698,78	43 938,95
Собственные средства	108 181,71	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Средства за присоединение потребителей	42 412,47	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Бюджетные средства	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	44 464,28	224 361,88	409 721,72	486 191,91	530 130,86
Источники инвестиций, в том числе:	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Собственные средства	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Средства за присоединение потребителей	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бюджетные средства	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Реконструкция и модернизация источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	44 464,28	224 361,88	409 721,72	486 191,91	530 130,86
<b>Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"</b>					
Всего стоимость группы проектов	106 129,90	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	106 129,90	140 181,90	152 881,90	171 110,49	171 110,49
Источники инвестиций, в том числе:	106 129,90	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Собственные средства	63 717,43	0,00	0,00	0,00	0,00
Средства за присоединение потребителей	42 412,47	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Бюджетные средства	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"</b>					
Всего стоимость группы проектов	1 374,87	0,00	0,00	3 228,59	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1 374,87	1 374,87	1 374,87	4 603,46	4 603,46
<b>Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных"</b>					

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Всего стоимость группы проектов	41 037,60	34 052,00	12 700,00	15 000,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	41 037,60	75 089,60	87 789,60	102 789,60	102 789,60
<b>Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурс"</b>					
Всего стоимость группы проектов	63 717,43	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	63 717,43	63 717,43	63 717,43	63 717,43	63 717,43

**5. Оценка ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

Оценка ценовых последствий для МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» представлена в таблице 5.1., для филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" в таблице 5.2.

**Табл.5.1. Тарифно-балансовая модель, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», с учетом предложений по техническому перевооружению**

Показатели	Ед. изм.	2018 год	2019 год	2020 год
Тепловая энергия				
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ и котельных, всего, в том числе:	тыс. Гкал	876,43	810,17	
ТЭЦ-1	тыс. Гкал	395,04	358,17	
котельные	тыс. Гкал	481,39	452,00	
Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	477,94	450,34	
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	1 354,36	1 260,50	
Потери тепловой энергии, в том числе	тыс. Гкал	291,11	219,51	
Полезный отпуск т/э	тыс. Гкал	1 063,25	1 063,23	
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	161,05	160,85	
Потребность в топливе	тыс. т у.т.	142,66	132,08	
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	142,66	132,08	
на отпущенную электрическую энергию	тыс. т у.т.	1,497	1,774	
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	141,16	130,31	
объем натурального топлива	тыс. м3	121,50	111,94	
Цены на топливо				
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./тыс. куб.м.			
Расчет НВВ				
Затраты на топливо, в том числе	тыс. руб.	620 437,80	573 699,80	573 699,80
Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	454 149,60	439 755,00	439 755,00
Электроэнергия	тыс. руб.	105 685,50	118 547,20	118 547,20
Вода на технологию	тыс. руб.	25 873,03	45 987,44	45 987,44
Итого расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	1 206 145,93	1 177 989,44	1 177 989,44
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	382 419,55	427 700,39	427 700,39
Неподконтрольные расходы, в том числе	тыс. руб.	86 751,50	96 763,17	96 763,17
Амортизация	тыс. руб.	51 674,50	51 666,90	51 666,90
Итого НВВ	тыс. руб.	1 660 735,81	1 672 619,49	1 672 619,49
Полезный отпуск	тыс. Гкал	1 063,25	1 040,99	
Тариф поставляемый потребителя (без инвест. составляющей)	руб/Гкал	1 561,94	1 606,76	
Тариф с индексом МЭР	руб/Гкал			
Инвестиции	тыс. руб.			
Итого НВВ, с учетом инвестиционной составляющей	тыс. руб.			
Сглаживание тарифов НВВ	тыс. руб.			



Показатели	Ед. изм.	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Тариф поставляемый потребителя (с инвест. составляющей и сглаживанием)	руб/Гкал.	1 561,94	1 606,76	1 652,53	1 708,93	1 770,92	1 912,73	2 034,30	2 117,41	2 223,01	2 311,97

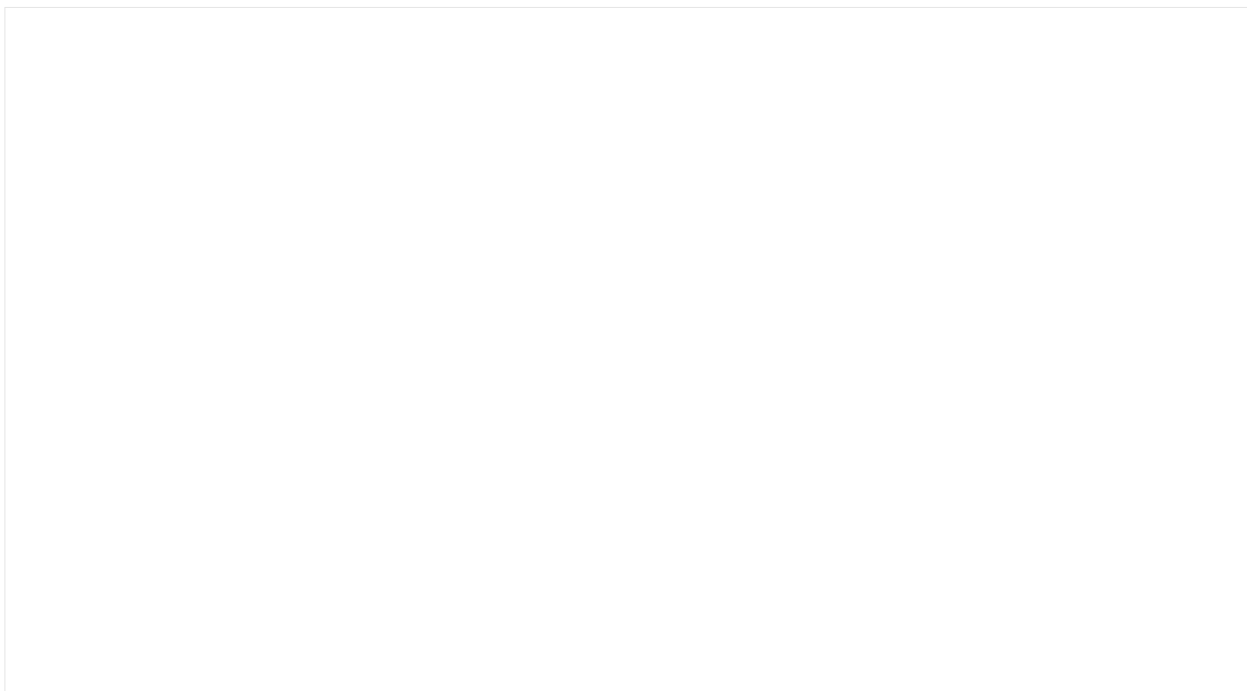
Табл.5.2. Тарифно-балансовая модель, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс", с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Электрическая мощность</b>	МВт	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Располагаемая электрическая мощность	МВт	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
Число часов использования УЭМ, в том числе:	час/год	3298,41	3065,20	3097,53	3611,69	3361,95	3361,95	3361,95	3361,95	3361,95	3361,95
<b>Электрическая энергия</b>											
Выработка электрической энергии всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	643,19	597,71	604,02	704,28	655,58	655,58	655,58	655,58	655,58	655,58
по теплофикационному циклу	тыс. МВт-ч	461,29	452,55	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79
Отпуск электрической энергии с шин	тыс. МВт-ч	561,53	518,73	524,94	620,82	577,81	577,81	577,81	577,81	577,81	577,81
Собственные нужды, всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	81,66	78,99	79,08	83,46	77,77	77,77	77,77	77,77	77,77	77,77
то же, %	%	14,5%	15,2%	15,1%	13,4%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%
<b>УРУТ на отпущенную электрическую энергию</b>	г/кВт-ч	285,21	279,44	274,32	272,00	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77
Расход топлива на отпущенную электрическую энергию	тыс. т.у.т	160,15	144,95	144,00	168,86	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41
<b>Тепловая мощность и тепловая нагрузка</b>											
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
базовая (теплофикационная турбоагрегатов)	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
пиковая, в том числе:	Гкал/ч	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
ПВК	Гкал/ч	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
прочие (пусковые)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	322,26	327,00	355,86	356,50	356,50	364,61	364,71	364,71	366,02	366,02
Расчетная тепловая нагрузка собственных нужд	Гкал/ч	0,70	0,68	0,76	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Число часов использования УТМ турбоагрегатов, в том числе:	час/год	2699,19	2576,59	2619,92	2888,88	2691,37	2740,32	2798,45	2846,07	2927,40	2927,40
Число часов максимума тепловой нагрузки	час/год	1472,29	1395,54	1395,54	1419,70	1540,09	1494,72	1540,80	1566,77	1609,56	1609,56
<b>Тепловая энергия</b>											
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	1 057,81	980,08	994,95	1 097,50	1 023,98	996,38	1 027,10	1 044,41	1 072,94	1 072,94
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего, в том числе:	тыс. Гкал	991,83	927,57	943,17	1 040,00	968,89	986,52	1 016,93	1 034,07	1 062,31	1 062,31
Из отборов теплофикационных ТА	тыс. Гкал	971,71	927,57	943,17	1 040,00	968,89	986,52	1 007,44	1 024,58	1 053,86	1 053,86
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	136,72	86,01	86,01	87,52	94,94	94,94	94,09	95,70	98,43	98,43
то же в %	%	14,07%	9,27%	9,12%	8,41%	9,80%	9,62%	9,34%	9,34%	9,34%	9,34%
УРУТ отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	141,70	140,57	138,81	138,70	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51
Потребность в топливе	тыс. т у.т.	300,69	275,34	274,93	281,18	286,61	289,05	293,26	295,64	299,55	299,55
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	300,69	275,34	274,93	313,11	286,61	289,05	293,26	295,64	299,55	299,55

Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
на отпущенную электрическую энергию	тыс. т у.т.	160,15	144,95	144,00	168,86	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	140,54	130,39	130,93	144,25	134,20	136,64	140,85	143,23	147,14	147,14
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./т у.т.	4 141,00	4 395,18	4 359,27	4 135,90	4 701,96	5 078,12	5 281,24	5 492,49	5 712,19	5 940,68
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	834,99	835,05	835,05	849,48	921,52					
<b>Расчет НВВ</b>											
Затраты на топливо	тыс. руб.	581 976,14	573 069,94	570 741,78	596 595,30	630 998,33	693 874,50	743 876,77	786 670,38	840 482,99	874 102,31
<b>Всего расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>589 044,35</b>	<b>581 233,93</b>	<b>579 686,97</b>	<b>606 253,24</b>	<b>673 199,85</b>	<b>726 609,50</b>	<b>778 575,87</b>	<b>823 104,44</b>	<b>878 738,75</b>	<b>914 270,85</b>
<b>Операционные (подконтрольные) расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>102 702,11</b>	<b>147 187,37</b>	<b>150 086,96</b>	<b>156 094,58</b>	<b>169 898,41</b>	<b>178 291,39</b>	<b>184 804,38</b>	<b>190 274,59</b>	<b>195 906,71</b>	<b>201 705,55</b>
				102,0%	104,0%	108,8%	104,9%	103,7%	103,0%	103,0%	103,0%
<b>Неподконтрольные расходы, в том числе</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>79 769,66</b>	<b>78 743,67</b>	<b>105 136,53</b>	<b>102 886,70</b>	<b>113 235,47</b>	<b>114 090,15</b>	<b>114 753,38</b>	<b>115 310,43</b>	<b>115 883,96</b>	<b>116 474,47</b>
Расходы на уплату налогов, сборов, других обязательных платежей	тыс. руб.	10 249,59	15 742,60	16 333,68	13 221,62	13 092,87	13 092,87	13 092,87	13 092,87	13 092,87	13 092,87
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	12 447,98	14 679,45	15 353,47	15 805,06	17 301,20	18 155,88	18 819,11	19 376,16	19 949,69	20 540,20
Амортизация	тыс. руб.	55 145,70	46 965,66	44 268,00	48 850,54	62 960,99	62 960,99	62 960,99	62 960,99	62 960,99	62 960,99
Прочее	тыс. руб.	12 654,77	1 355,96	29 181,38	25 009,47	19 880,41	19 880,41	19 880,41	19 880,41	19 880,41	19 880,41
<b>Источники инвестиций, в том числе:</b>	<b>тыс. руб.</b>						<b>150 594,18</b>	<b>213 949,60</b>	<b>198 059,84</b>	<b>94 698,78</b>	<b>43 938,95</b>
Собственные средства	тыс. руб.						108 181,71	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Средства за присоединение потребителей	тыс. руб.						42 412,47	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Бюджетные средства	тыс. руб.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль	тыс. руб.	12 600,48	7 116,81	10 995,98	12 781,68	13 385,70					
<b>Итого НВВ без мероприятий</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>784 116,60</b>	<b>814 281,78</b>	<b>845 906,44</b>	<b>878 016,20</b>	<b>969 719,43</b>	<b>1 018 991,04</b>	<b>1 078 133,63</b>	<b>1 128 689,45</b>	<b>1 190 529,42</b>	<b>1 232 450,88</b>
Полезный отпуск	тыс. Гкал	834,99	835,05	835,05	849,48	921,52	938,29	967,21	983,51	1010,38	1010,38
<b>Тариф</b>	<b>руб/Гкал</b>	<b>939,07</b>	<b>975,13</b>	<b>1 013,00</b>	<b>1 033,59</b>	<b>1 052,30</b>	<b>1 086,01</b>	<b>1 114,68</b>	<b>1 147,61</b>	<b>1 178,30</b>	<b>1 219,79</b>
<b>Тариф с индексом МЭР</b>	<b>руб/Гкал</b>		<b>975,13</b>	<b>1 013,00</b>	<b>1 033,59</b>	<b>1 074,93</b>	<b>1 139,43</b>	<b>1 192,98</b>	<b>1 240,70</b>	<b>1 290,33</b>	<b>1 341,94</b>
Инвестиции включаемые в тариф	тыс. руб.					0,00	45 220,72	116 936,61	122 398,85	13 509,20	0,00
<b>НВВ с учетом инвестиций</b>	<b>тыс. руб.</b>					<b>969 719,43</b>	<b>1 064 211,76</b>	<b>1 195 070,24</b>	<b>1 251 088,31</b>	<b>1 204 038,62</b>	<b>1 232 450,88</b>
<b>Тариф с учетом мероприятий</b>	<b>руб/Гкал</b>			<b>1 013,00</b>	<b>1 033,59</b>	<b>1 052,30</b>	<b>1 134,21</b>	<b>1 235,58</b>	<b>1 272,06</b>	<b>1 191,67</b>	<b>1 219,79</b>
Сглаживание тарифов НВВ	тыс. руб.					20 000,00	5 000,00	-60 000,00	-65 000,00	50 000,00	50 000,00
<b>НВВ с учетом сглаживания</b>	<b>тыс. руб.</b>					<b>989 719,43</b>	<b>1 069 211,76</b>	<b>1 135 070,24</b>	<b>1 186 088,31</b>	<b>1 254 038,62</b>	<b>1 282 450,88</b>
<b>Тариф с учетом мероприятий и с учетом сглаживания</b>	<b>руб/Гкал</b>					<b>1 074,00</b>	<b>1 139,54</b>	<b>1 173,55</b>	<b>1 205,97</b>	<b>1 241,16</b>	<b>1 269,28</b>

На рис. 5.1. приведены результаты расчетов ценовых последствий для ЕТО МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»:

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

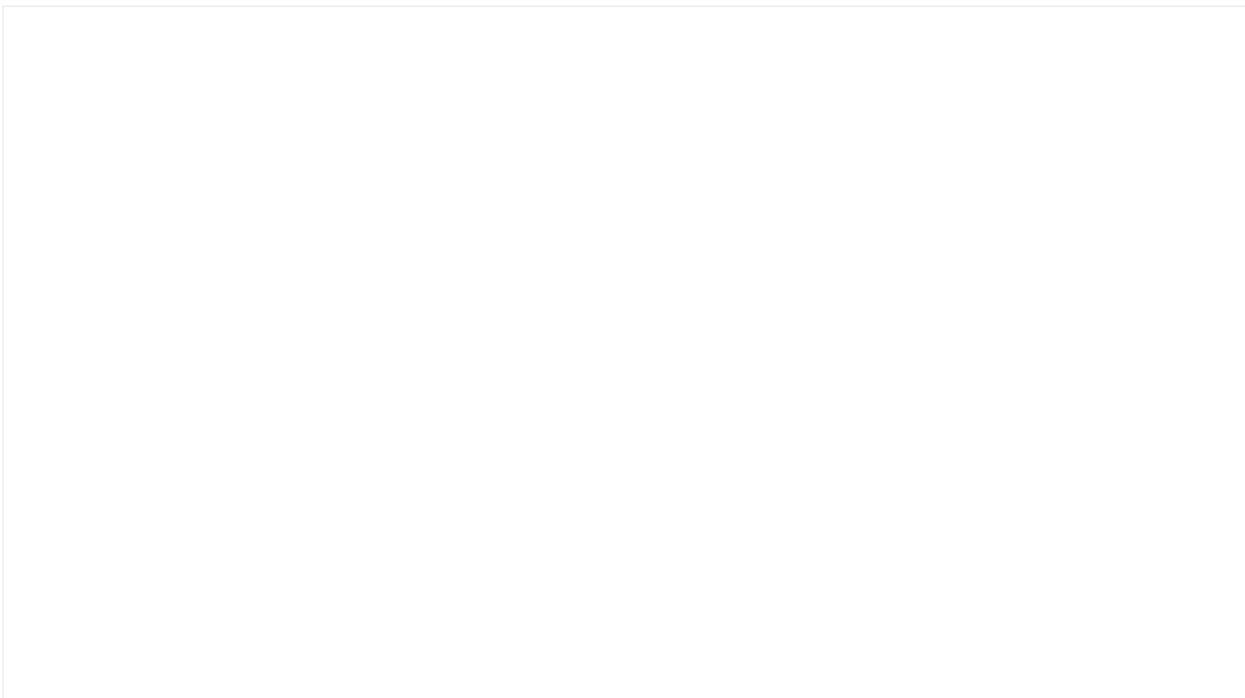


**Рис. 5.1. Расчет ценовых последствий для МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», руб/Гкал**

Рост тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, с учетом инвестиционной составляющей не превышает величину предельного индекса роста платы граждан в соответствии с прогнозом МЭР.

На рис. 5.2. приведены результаты расчетов ценовых последствий для ЕТО филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс":

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



**Рис. 5.2. Расчет ценовых последствий для филиала "Марий Эл и Чувашии"  
ПАО "Т Плюс", руб/Гкал**

Рост тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, с учетом инвестиционной составляющей не превышает величину предельного индекса роста платы граждан в соответствии с прогнозом МЭР.

## **6. Оценка эффективности инвестиций в переключение котельных на ТЭЦ**

На основании методики расчета радиуса эффективного теплоснабжения (Приложение №40 Методических указаний) произведена оценка эффективности инвестиций в мероприятия по переключению потребителей котельных ОК-16, ОК-34, ОК-35 на ТЭЦ-2. Результаты расчета приведены в таблице 6.1.

**Табл.6.1. Оценка эффективности инвестиций**

<b>№ п/п</b>	<b>Мероприятие</b>	<b>Переключаемая нагрузка, Гкал/ч</b>	<b>Полезный отпуск, Гкал/год</b>	<b>Стоимость мероприятия, тыс.руб. с НДС</b>	<b>Выручка, тыс. руб</b>	<b>Стоимость выработки тепловой энергии, тыс.руб.</b>	<b>Увеличение стоимости эксплуатации тепловых сетей, тыс.руб.</b>	<b>Приток денежных средств , тыс. руб.</b>	<b>Простой срок окупаемости, лет</b>	<b>Дисконтированный срок окупаемости, лет</b>	<b>Вывод</b>
1	Переключение потребителей котельной ОК-16 на ТЭЦ-2	6,21	14 766	34 052	28 572	22 857	126	5 589	6,09	9,45	Переключение экономически эффективно
2	Переключение потребителей котельной ОК-34 на ТЭЦ-2	1,23	14 566	12 700	28 184	22 548	185	5 452	2,33	3,61	Переключение экономически эффективно
3	Переключение потребителей котельной ОК-35 на ТЭЦ-2	1,35	3 842	15 000	7 434	5 204	56	2 174	6,90	10,70	Переключение экономически эффективно