



## **ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

### **К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА**

**(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2027 ГОД)**

### **ГЛАВА 12 «ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕ- КОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕР- НИЗАЦИЮ»**

## СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2027 год)	80445.СТ-ПСТ.000.000
<i>Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2027 год)</i>	
Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.001.000
Приложение 1 «Тепловые нагрузки и потребление тепловой энергии абонентами»	80445.ОМ-ПСТ.001.001
Приложение 2 «Тепловые сети»	80445.ОМ-ПСТ.001.002
Приложение 3 «Оценка надежности теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.001.003
Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей»	80445.ОМ-ПСТ.001.004
Приложение 5 «Графическая часть»	80445.ОМ-ПСТ.001.005
Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.002.000
Глава 3 «Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»	80445.ОМ-ПСТ.003.000
Глава 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»	80445.ОМ-ПСТ.004.000
Приложение 1 «Перспективные гидравлические режимы тепловых сетей»	80445.ОМ-ПСТ.004.001
Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»	80445.ОМ-ПСТ.005.000
Глава 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя»	80445.ОМ-ПСТ.006.000

Наименование документа	Шифр
теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»	
Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»	80445.ОМ-ПСТ.007.000
Глава 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»	80445.ОМ-ПСТ.008.000
Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.009.000
Глава 10 «Перспективные топливные балансы»	80445.ОМ-ПСТ.010.000
Глава 11 «Оценка надежности теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.011.000
Глава 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»	80445.ОМ-ПСТ.012.000
Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»	80445.ОМ-ПСТ.013.000
Глава 14 «Ценовые (тарифные) последствия»	80445.ОМ-ПСТ.014.000
Глава 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»	80445.ОМ-ПСТ.015.000
Приложение 1 «Графическая часть»	80445.ОМ-ПСТ.015.001
Глава 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.016.000
Глава 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.017.000
Глава 18 «Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.018.000

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ .....	6
ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ.....	7
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	8
2 МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСЧЕТОВ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ.....	9
2.1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....	9
2.2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ.....	9
2.3. ВНУТРЕННИЕ ИСТОЧНИКИ СОБСТВЕННЫХ СРЕДСТВ .....	9
2.3.1. Чистая прибыль.....	9
2.3.2. Амортизационные отчисления .....	10
2.3.3. Применение долгосрочных тарифов на тепловую энергию.....	11
2.4. ВНЕШНИЕ (ПРИВЛЕЧЕННЫЕ) ИСТОЧНИКИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ.....	21
2.4.1. Эмиссия обыкновенных акций.....	21
2.4.2. Кредитное финансирование .....	22
2.5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСЧЕТОВ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ .....	25
2.6. ДЕНЕЖНЫЕ ПРИТОКИ И ОТТОКИ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	26
2.6.1. Дисконтирование денежных потоков .....	27
2.6.2. Анализ чувствительности проекта .....	28
2.7. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ПРЕДЛАГАЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ .....	29
3 ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	34
3.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения в рамках актуализированного варианта развития систем теплоснабжения .....	34
3.1.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК».....	35
3.1.2. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников теплоснабжения и тепловых сетей в зоне действия ЕТО №1 ООО «БашРТС» .....	38
3.1.3. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников теплоснабжения и тепловых сетей в зоне действия ЕТО №2 АО «СРТС».....	43
4 ОБОСНОВАННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ	

СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	45
5 РАСЧЕТЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ .....	50
5.1. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С АКТУАЛИЗИРОВАННЫМ ВАРИАНТОМ.	50
5.1.1. Эффективность инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК» в соответствии с актуализированным вариантом .....	50
5.1.2. Эффективность инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников теплоснабжения, тепловых сетей и сооружений на них для ООО «БашРТС» в соответствии с актуализированным вариантом .....	50
5.1.3. Эффективность инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них для АО «СРТС» в соответствии с актуализированным вариантом .....	53
5.1.4. Оценка эффективности перевода с централизованного на индивидуальное теплоснабжение части жилищного фонда частного сектора города .....	53
6 РАСЧЕТЫ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	55
6.1. ЦЕНОВЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗОНЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕТО №1 ООО «БашРТС» ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С АКТУАЛИЗИРОВАННЫМ ВАРИАНТОМ	55
6.2. ЦЕНОВЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗОНЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕТО №2 АО «СРТС» ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С АКТУАЛИЗИРОВАННЫМ ВАРИАНТОМ .....	56
7 ОБЩИЙ ПЛАН ФИНАНСИРОВАНИЯ ПРОЕКТОВ.....	58

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1. Ориентировочная величина обычного коэффициента дисконтирования ...	28
Таблица 3.1 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению Стерлитамакской ТЭЦ, тыс. руб. ....	36
Таблица 3.2 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий (проектов) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии ООО «БашПТС» БашПТС-Стерлитамак.....	39
Таблица 3.3 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и теплосетевых объектов в зоне действия ЕТО №1 ООО «БашПТС» для городского округа города Стерлитамак, тыс. руб.....	41
Таблица 3.4 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и теплосетевых объектов в зоне действия ЕТО №2 АО «СРТС» для городского округа города Стерлитамак, тыс. руб.....	44
Таблица 5.1 – Результаты расчетов эффективности инвестиций на основании оценки денежных потоков проектов по принципу «With-Without».....	52
Таблица 5.2 – Расчет экономического эффекта от перевода с централизованного на индивидуальное теплоснабжение.....	54
Таблица 7.1 – Общий план финансирования проектов в зоне ЕТО №1, тыс. руб. ....	59
Таблица 7.2 – Общий план финансирования проектов, предлагаемых к реализации в зоне ЕТО №1, тыс. руб. ....	61

## **ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ**

Рисунок 2.1. Составляющие эффекта финансового рычага .....	23
Рисунок 6.1. Сравнение роста тарифа с учетом технического перевооружения и роста тарифа, не учитывающего мероприятия по техническому перевооружению ЕТО № 1 .....	55
Рисунок 6.2. Сравнение роста тарифа с учетом технического перевооружения по Варианту № 1 (предполагает реализацию мероприятий инвестпрограммы) и Варианту № 2 (предполагает реализацию мероприятий инвестпрограммы и дополнительных мероприятий) и роста тарифа, учитывающего индексы МЭР .....	56
Рисунок 6.3. Сравнение роста тарифа с учетом технического перевооружения и роста тарифа, не учитывающего мероприятия по техническому перевооружению ЕТО № 2 .....	57

## **1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Настоящий документ содержит:

- оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;
- предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;
- расчеты эффективности инвестиций;
- расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.



## **2 МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСЧЕТОВ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ**

### **2.1. Общая часть**

Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия выполнен с учетом положений «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК 477), «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения» (утв. постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154), «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» (утв. приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. N 565/667).

### **2.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности**

Схема финансирования строительства и перекладки магистральных тепловых сетей по программе перспективного развития теплоснабжения подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является не отрицательность на каждом шаге  $t_m$  величины накопленного сальдо денежного потока.

При разработке схемы финансирования определяются финансовые потребности по каждому мероприятию. В зависимости от способа формирования собственные источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

### **2.3. Внутренние источники собственных средств**

Основными внутренними источниками финансирования любого коммерческого предприятия являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов и др.

#### **2.3.1. Чистая прибыль**

В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. В общем случае, чем больше

прибыли направляется на расширение хозяйственной деятельности, тем меньше потребность в дополнительном финансировании. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

- отсутствие расходов, связанных с привлечением капитала из внешних источников;
- сохранение контроля за деятельностью предприятия со стороны собственников;
- повышение финансовой устойчивости и более благоприятные возможности для привлечения средств из внешних источников.

В свою очередь, недостатками использования данного источника являются его ограниченная и изменяющаяся величина, сложность прогнозирования, а также зависимость от внешних, не поддающихся контролю со стороны менеджмента факторов (например, конъюнктура рынка, фаза экономического цикла, изменение спроса и цен и т. п.).

### **2.3.2. Амортизационные отчисления**

Еще одним важнейшим источником самофинансирования предприятий служат амортизационные отчисления. Они относятся на затраты предприятия, отражая износ основных и нематериальных активов, и поступают в составе денежных средств за реализованные продукты и услуги. Их основное назначение — обеспечивать не только простое, но и расширенное воспроизводство. Преимущество амортизационных отчислений как источника средств заключается в том, что он существует при любом финансовом положении предприятия и всегда остается в его распоряжении. Величина амортизации как источника финансирования инвестиций во многом зависит от способа ее начисления, как правило, определяемого и регулируемого государством. Выбранный способ начисления амортизации фиксируется в учетной политике предприятия и применяется в течение всего срока эксплуатации объекта основных средств.

Применение ускоренных способов (уменьшаемого остатка, суммы чисел лет и др.) позволяет увеличить амортизационные отчисления в начальные периоды эксплуатации объектов инвестиций, что при прочих равных условиях приводит к росту объемов самофинансирования. Для более эффективного использования амортизационных отчислений в качестве финансовых ресурсов предприятию необходимо проводить адекватную амортизационную политику. Она включает в себя политику воспроизводства основных активов, политику в области применения тех или иных методов расчета амортизационных отчислений, выбор приоритетных направлений их использования и другие элементы.

Несмотря на преимущества внутренних источников финансирования, их объемы, как правило, недостаточны для расширения масштабов хозяйственной деятельности, реализации инвестиционных проектов, внедрения новых технологий и т. д.

### **2.3.3. Применение долгосрочных тарифов на тепловую энергию**

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является не отрицательность на каждом шаге  $t_m$  величины накопленного сальдо денежного потока.

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении".

«Статья 7. Принципы регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения и полномочия органов исполнительной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов в области регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

Регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения осуществляется в соответствии со следующими основными принципами:

- обеспечение доступности тепловой энергии и теплоносителя для потребителей;
- обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности), теплоносителя;
- обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;
- стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;
- создание условий для привлечения инвестиций;»

В соответствии с пунктом 4 статьи 154 Жилищного кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 1 (часть 1), ст. 14), плата за коммунальные услуги включает в себя плату за холодное и горячее водоснабжение, водо-отведение, электроснабжение, газоснабжение (в том числе поставки бытового газа в баллонах), отопление (теплоснабжение, в том числе поставки твердого топлива при наличии печного отопления).

Основным принципом установления предельного индекса является доступность для граждан совокупной платы за все потребляемые коммунальные услуги, рассчитанной с

учетом этого предельного индекса (далее – плата за коммунальные услуги) (п. 4. Основ формирования предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2009 г. № 708 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 36, ст. 4353).

Оценка доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги основана на объективных данных о платежеспособности населения, которые должны лежать в основе формирования тарифной политики и определения необходимой и возможной бюджетной помощи на компенсацию мер социальной поддержки населения и на выплату субсидий малообеспеченным гражданам на оплату жилья и коммунальных услуг, а также на частичное финансирование программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. В соответствии с п. 21.1 «Методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги» (утв. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. № 378)»:

«21.1. Если рассчитанная доля прогнозных расходов средней семьи на коммунальные услуги в среднем прогнозном доходе семьи в рассматриваемом муниципальном образовании превышает заданное значение данного критерия, то необходим пересмотр проекта тарифов ресурсоснабжающих организаций или выделение дополнительных бюджетных средств на выплату субсидий и мер социальной поддержки населению».

Использование такого подхода к росту тарифов на тепловую энергию позволит выявить значительный ресурс, позволяющий применить основные принципы государственной политики в сфере теплоснабжения, сформулированные в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении", к которым относятся:

- 1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- 3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
- 4) развитие систем централизованного теплоснабжения;
- 5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

6) обеспечение экономической обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;

7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;

8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

2. Государственная политика в сфере теплоснабжения направлена на обеспечение соблюдения общих принципов организации отношений в сфере теплоснабжения, установленных настоящей статьей».

Важным условием при переходе на долгосрочные методы регулирования является прозрачность тарифа для инвестора, которому необходимы четкие и понятные ориентиры для прогнозирования доходов и потребителя.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг.

Основой экономических отношений в сфере теплоснабжения на сегодняшний момент является система дотирования предприятий. В данной ситуации потребители не имеют возможности влияния на количество и качество предоставляемых им услуг.

Первые тарифы с применением метода доходности инвестированного капитала для организаций, осуществляющих передачу тепловой энергии, установлены в рамках реализации с 2011 г. пилотных проектов по долгосрочному тарифному регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала в сфере теплоснабжения.

Введение метода RAB регулирования принесет следующие положительные изменения:

Для региона: ввод новых мощностей и строительство сетей обеспечит возможность присоединения новых потребителей, а значит, будет создана база для развития абсолютно всех отраслей и организации новых рабочих мест. Развитая сетевая и инфраструктура позволит открывать новые предприятия, расширить производственные мощности, строить комфортное жилье.

Для бизнеса: все финансовые вложения и акционеров компании, и инвесторов будут возмещены. К тому же вкладчик получит гарантированный доход. Процент этого дохода устанавливается органами государственного регулирования цен и тарифов при установлении уровня тарифа по методу RAB.

Для потребителей: при новой методике тарифообразования на протяжении всего времени пользования тепловой энергией потребители будут рассчитываться по

установленной государством цене, повышается надежность и качество предоставляемых услуг за счет новых инвестиций.

Для компаний, предоставляющих услуги: появляется возможность привлечения дополнительных инвестиций. За счет гарантированного государством процента доходности на вложенный капитал у компании появляется источник дополнительных поступлений, которые будут направлены на дальнейшее развитие сетевой инфраструктуры. С учетом того, что тариф устанавливается на 3-5 лет, компании смогут прогнозировать свои расходы и доходы сразу на несколько лет вперед. Появляется возможность планомерно снижать критичный процент износа оборудования.

Благодаря созданию резерва мощности, снижению тепловых потерь, улучшению качества теплоснабжения будет повышаться экономическая и энергетическая эффективность в сфере теплоснабжения потребителей. В настоящий момент Правительством РФ и ФСТ РФ утверждены два основных нормативных документа, регламентирующих расчет необходимой валовой выручки (НВВ) теплоснабжающего предприятия в целях финансового обеспечения инвестиционных программ:

Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения"

Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения Приказ Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г.

№ 760-э "Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения".

Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" определило принципы расчета регулируемых тарифов:

«7. Тарифы в сфере теплоснабжения рассчитываются на основании необходимой валовой выручки регулируемой организации, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования.

Тарифы на тепловую энергию (мощность) и тарифы на услуги по передаче тепловой энергии устанавливаются в соответствии с календарной разбивкой, предусмотренной предельными (минимальными и (или) максимальными) уровнями тарифов на тепловую энергию (мощность), установленными федеральным органом регулирования». Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" определило принципы регулирования тарифов органами регулирования:

«10. Регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения регулируемыми организациями отдельного учета объема тепловой энергии,

теплоносителя, доходов и расходов, связанных с осуществлением следующих видов деятельности:

а) производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более;

б) производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии менее 25 МВт;

в) производство тепловой энергии (мощности) не в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии;

г) производство теплоносителя;

д) передача тепловой энергии и теплоносителя;

е) сбыт тепловой энергии и теплоносителя;

ж) подключение к системе теплоснабжения;

з) поддержание резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии.

При установлении цен (тарифов) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по различным регулируемым видам деятельности.

11. Необходимая валовая выручка регулируемой организации должна возмещать ей экономически обоснованные расходы и обеспечивать экономически обоснованную прибыль по каждому регулируемому виду деятельности.

12. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета, а также в соответствии с настоящими Методическими указаниями».

Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 определяет основные методы ценообразования в сфере теплоснабжения, к которым относятся:

«а) метод экономически обоснованных расходов (затрат);

б) метод обеспечения доходности инвестированного капитала;

в) метод индексации установленных тарифов;

г) метод сравнения аналогов».

Необходимая валовая выручка организации при применении метода экономически обоснованных расходов (затрат) определяется как сумма планируемых на расчетный период регулирования расходов, уменьшающих налоговую базу налога на прибыль

организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), расходов, не учитываемых при определении налоговой базы налога на прибыль (расходы, относимые на прибыль после налогообложения), величины налога на прибыль, а также экономически обоснованных расходов регулируемой организации». При использовании метода экономически обоснованных расходов НВВ (раздел IV п. 23 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения») необходимая валовая выручка (далее также - НВВ) на  $i$ -й расчетный период регулирования, определяемая в соответствии с методом экономически обоснованных расходов, рассчитывается по формуле:

$$[HBB]_{i} = (P_{(1,i)} + P_{(2,i)} + H_i) / (\Delta [HBB]_{i}), \text{ (тыс. руб.)}$$

где:  $P_{1,i}$  – планируемые на  $i$ -й расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), тыс. руб.;  $P_{2,i}$  – планируемые на  $i$ -й расчетный период регулирования расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (расходы, относимые на прибыль после налогообложения), тыс. руб.;  $H_i$  – планируемая на  $i$ -й расчетный период регулирования величина налога на прибыль, определяемая в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации, тыс. руб.;  $\Delta HBB_i$  – величина, учитывающая экономически обоснованные расходы регулируемой организации (выпадающие доходы), подлежащие возмещению (со знаком "+") в  $i$ -м расчетном периоде регулирования, необоснованные расходы, подлежащие исключению из НВВ (со знаком "-") в  $i$ -м расчетном периоде регулирования, определяемые в соответствии с пунктом 12 настоящих Методических указаний, а также экономию от сокращения потребления энергетических ресурсов, холодной воды, теплоносителя, подлежащую учету в НВВ в  $i$ -м расчетном периоде регулирования и определяемую в соответствии с пунктом 31 Методических указаний.

Необходимая валовая выручка организации при применении метода индексации установленных тарифов (раздел V п. 32 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения») НВВ на  $i$ -й расчетный период регулирования определяется на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не изменяются:

базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с пунктом 37 настоящих Методических указаний;

индекс эффективности операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования для каждой регулируемой организации с учетом утвержденной для нее



инвестиционной программы. Индекс эффективности операционных расходов устанавливается в размере от 1 до 5 процентов в соответствии с приложением 1 к настоящим Методическим указаниям;

нормативный уровень прибыли, устанавливаемый органом регулирования на каждый расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 41 настоящих Методических указаний;

уровень надежности теплоснабжения, соответствующий утвержденным в установленном порядке долгосрочным инвестиционным программам организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения (фактические значения показателей надежности и качества, определенные за год, предшествующий году установления тарифов на первый год долгосрочного периода регулирования, а также плановые значения показателей надежности и качества на каждый год долгосрочного периода регулирования);

показатели энергосбережения и энергетической эффективности - если в отношении регулируемой организации утверждена программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

реализация программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, разработанных в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, - если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

динамика изменения расходов на топливо, устанавливаемая в целях перехода от одного метода распределения расхода топлива к другому методу, - если орган регулирования применяет понижающий коэффициент на переходный период в соответствии с Правилами распределения расхода топлива».

Необходимая валовая выручка регулируемой организации в случае применения метода индексации установленных тарифов отдельно на каждый  $i$ -й расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования (далее в настоящей главе -  $i$ -й год), определяется по формуле:

$$[(HBB)]_{i\Delta} = OP_i + [HP]_i + [PЭ]_i + П_i + [\Delta P_{\text{рез}}]_i,$$

где:  $OP_i$  – операционные (подконтрольные) расходы в  $i$ -м году, определяемые в соответствии с пунктом 36 Методических указаний, тыс. руб.;  $HP_i$  – неподконтрольные расходы в  $i$ -м году, определяемые в соответствии с пунктом 39 Методических указаний, тыс.

руб.;  $PЭi$  – расходы на покупку энергетических ресурсов (в том числе топлива для организаций, осуществляющих деятельность по производству тепловой энергии (мощности), и потерь тепловой энергии для организаций, осуществляющих деятельность по передаче тепловой энергии, теплоносителя, холодной воды и теплоносителя в  $i$ -м году, определяемые в соответствии с пунктом 40 Методических указаний, тыс. руб.;  $Πi$  – прибыль, устанавливаемая органом регулирования на  $i$ -й год в соответствии с пунктом 41 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;  $ΔPэзi$  – величина, определяемая на  $i$ -й год первого долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 42 настоящих Методических указаний и учитывающая результаты деятельности регулируемой организации до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, тыс. руб.

При применении метода обеспечения доходности инвестированного капитала необходимая валовая выручка регулируемой организации устанавливается на каждый год долгосрочного периода регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования, определяемых в соответствии с перечнем, определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении», и включает в себя текущие расходы, средства, обеспечивающие возврат инвестированного капитала, и средства, обеспечивающие получение дохода на инвестированный капитал. НВВ на  $i$ -й расчетный период регулирования определяется на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не меняются (раздел VI п. 53 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»):

- базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый в соответствии с Методическими указаниями;
- индекс эффективности операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями;
- норматив чистого оборотного капитала, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями;
- размер инвестированного капитала, установленный органом регулирования при переходе к регулированию тарифов с использованием метода обеспечения доходности инвестированного капитала или на первый год очередного долгосрочного периода регулирования в соответствии с Методическими указаниями;
- норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями, включая норму доходности на

капитал, инвестированный до перехода к регулированию тарифов с использованием метода обеспечения доходности инвестированного капитала;

- сроки возврата инвестированного капитала, устанавливаемые в соответствии с Правилами установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем, определенным статьей 8 Федерального закона "О теплоснабжении" (далее - Правила установления долгосрочных параметров регулирования, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075;

- уровень надежности теплоснабжения, соответствующий долгосрочным утвержденным в установленном порядке инвестиционным программам организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения (фактические значения показателей надежности и качества, определенные за год, предшествующий году установления тарифов на первый год долгосрочного периода регулирования, а также плановые значения показателей надежности и качества на каждый год долгосрочного периода регулирования);

- показатели энергосбережения и энергетической эффективности – если в отношении регулируемой организации утверждена программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

- реализация программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, разработанных в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, - если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

- динамика изменения расходов на топливо, устанавливаемая в целях перехода от одного метода распределения расхода топлива к другому методу, - если орган регулирования применяет понижающий коэффициент на переходный период в соответствии с Правилами распределения расхода топлива.

60. До начала долгосрочного периода регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов орган регулирования рассчитывает необходимую валовую выручку регулируемой организации

отдельно на каждый  $i$ -й расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования (далее в настоящей главе -  $i$ -й год),  $HVB_iD$  по формуле:

$$[HVB]_iD = OP_i + [HP]_i + [PЭ]_i + [BK]_i + [DK]_i + [\Delta Рез]_i, \text{ (тыс. руб.)}$$

где:  $OP_i$  – операционные (подконтрольные) расходы в  $i$ -м году, определяемые в соответствии с пунктами 36 - 37 настоящих Методических указаний, и учитывающие расходы, указанные в подпунктах 1 - 9 пункта 37 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;  $HP_i$  – неподконтрольные расходы в  $i$ -м году, определяемые в соответствии с пунктом 61 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;  $PЭ_i$  – расходы на приобретение энергетических ресурсов (в том числе топлива для организаций, осуществляющих деятельность по производству тепловой энергии (мощности), и потерь тепловой энергии для организаций, осуществляющих деятельность по передаче тепловой энергии, теплоносителя), холодной воды и теплоносителя в  $i$ -м году, определяемые в соответствии с пунктом 40 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;  $BK_i$  – возврат инвестированного капитала, определяемый на  $i$ -й год в соответствии с пунктом 62 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;  $DK_i$  – доход на инвестированный капитал, определяемый на  $i$ -й год в соответствии с пунктом 70 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;  $\Delta Рез_i$  – величина, определяемая на  $i$ -й год первого долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 42 настоящих Методических указаний и учитывающая результаты деятельности регулируемой организации до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, тыс. руб.

Метод сравнения аналогов применяется в целях установления долгосрочных тарифов для регулируемой организации на основе анализа зависимости величины расходов прочих регулируемых организаций, осуществляющих аналогичный регулируемый вид деятельности в сфере теплоснабжения, от предусмотренных методическими указаниями показателей, характеризующих в том числе физические параметры производственных объектов.

При использовании метода сравнения аналогов (раздел VII. п. 90 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения») применяются следующие основные методологические положения по формированию необходимой валовой выручки:

«90. При расчете тарифов методом сравнения аналогов необходимая валовая выручка определяется на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не меняются:

- базовый уровень расходов;

- индекс снижения расходов.

Разделом VIII (п. 102) определены особенности расчета необходимой валовой выручки, относимой на производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии:

«102. При применении метода экономически обоснованных расходов расчет необходимой валовой выручки, относимой на производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, производится в следующей последовательности:

определение совокупной необходимой валовой выручки, относимой на производство электрической и тепловой энергии, на основании принципов и с использованием данных раздельного учета, осуществляемого в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения и учетной политикой регулируемой организации;

выделение из указанной совокупной необходимой валовой выручки прямых и косвенных расходов, относимых на производство тепловой энергии (мощности) в соответствии с пунктом 103 настоящих Методических указаний».

В случае несоответствия качества услуг сетевых компаний нормативам, потребители будут получать компенсацию или платить меньшую цену за услуги этих компаний.

## **2.4. Внешние (привлеченные) источники денежных средств**

### **2.4.1. Эмиссия обыкновенных акций**

Акционерные общества, испытывающие потребность в инвестициях, могут осуществлять дополнительное размещение акций по открытой или закрытой подписке (среди ограниченного круга инвесторов). Финансирование за счет эмиссии обыкновенных акций имеет следующие преимущества:

- этот источник не предполагает обязательных выплат, решение о дивидендах принимается советом директоров и утверждается общим собранием акционеров;
- акции не имеют фиксированной даты погашения — это постоянный капитал, который не подлежит «возврату» или погашению;
- проведение IPO существенно повышает статус предприятия как заемщика (повышается кредитный рейтинг, по оценкам экспертов, стоимость привлечения кредитов и обслуживания долга снижается на 2-3 % годовых), акции могут также служить в качестве залога по обеспечению долга;
- обращение акций предприятия на биржах предоставляет собственникам более гибкие возможности для выхода из бизнеса;
- повышается капитализация предприятия, формируется рыночная оценка его

стоимости, обеспечиваются более благоприятные условия для привлечения стратегических инвесторов;

- эмиссия акций создает положительный имидж предприятия в деловом сообществе.

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций относятся:

- предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большому числу владельцев;

- возможность потери контроля над предприятием;

- более высокая стоимость привлеченного капитала по сравнению с другими источниками;

- сложность организации и проведения эмиссии, значительные расходы на ее подготовку;

- дополнительная эмиссия может рассматриваться инвесторами как негативный сигнал и приводить к падению цен в краткосрочной перспективе.

#### **2.4.2. Кредитное финансирование**

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций. Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала, является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств, и рассчитывается по следующей формуле:

$$DFL = (1 - t) \times (ROA - r) \times \left( \frac{D}{E} \right)$$

где: DFL – эффект финансового рычага, в процентах; t – ставка налога на прибыль, в относительной величине; ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %; r – ставка процента по заемному капиталу, в %; D – заемный капитал; E – собственный капитал.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски. Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона

финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

Составляющие эффекта финансового рычага представлены на рисунке **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

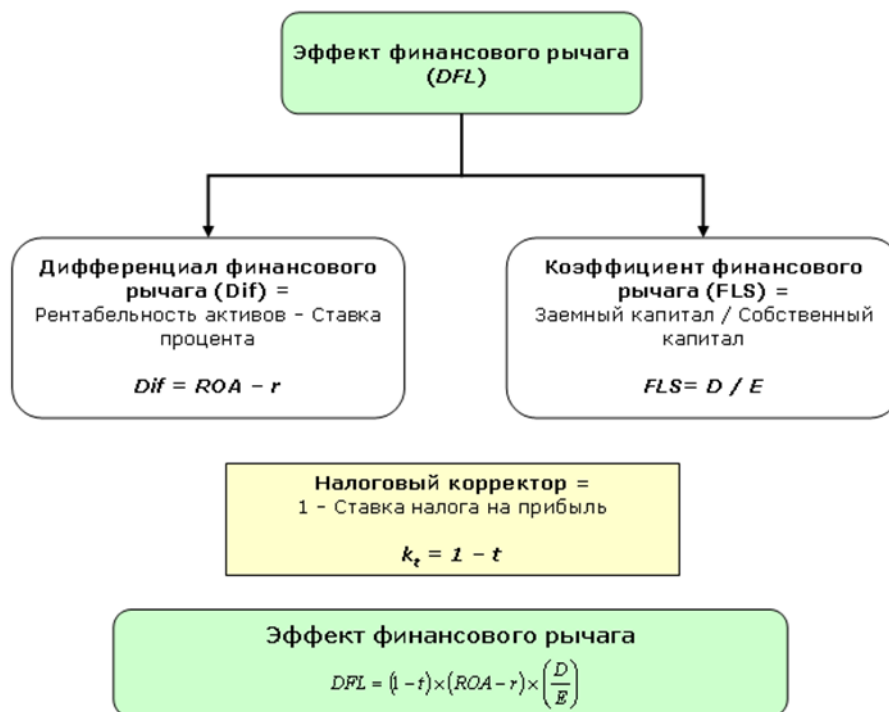


Рисунок 2.1. Составляющие эффекта финансового рычага

Как видно из рисунка эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент  $(1 - t)$ , который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль. Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по EBIT, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r,$$

где:  $r$  – ставка процента по заемному капиталу, в %;  $ROA$  – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %.

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если дифференциал станет меньше нуля, то эффект финансового рычага

будет действовать только во вред организации.

Второй составляющей эффекта финансового рычага выступает коэффициент финансового рычага (плечо финансового рычага – FLS), характеризующий силу воздействия финансового рычага и определяемый как отношение заемного капитала (D) к собственному капиталу (E):  $FLS = D/E$ . Таким образом, эффект финансового рычага складывается из влияния двух составляющих: дифференциала и плеча рычага.

Дифференциал и плечо рычага тесно взаимосвязаны между собой. До тех пор, пока рентабельность вложений в активы превышает цену заемных средств, т.е. дифференциал положителен, рентабельность собственного капитала будет расти тем быстрее, чем выше соотношение заемных и собственных средств.

Однако по мере роста доли заемных средств растет их цена, начинает снижаться прибыль, в результате падает и рентабельность активов и, следовательно, возникает угроза получения отрицательного дифференциала. По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы.

Эффект финансового рычага способствует формированию рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования необходимых вложений и получения желаемого уровня рентабельности собственного капитала, при которой финансовая устойчивость предприятия не нарушается.

Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала при условии:

если	$ROA > i,$
то	$ROE > ROA$
и	$\Delta ROE = (ROA - i) * D/E$

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов, ROA превышает процентную ставку за кредит,  $i$ . Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако при этом необходимо следить за дифференциалом ( $ROA - i$ ), так как при увеличении плеча финансового рычага ( $D/E$ ) кредиторы склонны компенсировать свой



риск повышением ставки за кредит. Дифференциал отражает риск кредитора: чем он больше, тем меньше риск.

Дифференциал не должен быть отрицательным, и эффект финансового рычага оптимально должен быть равен 30 - 50% от рентабельности активов, так как чем сильнее эффект финансового рычага, тем выше финансовый риск невозврата кредита, падения дивидендов и курса акций.

Уровень сопряженного риска характеризует операционно-финансовый рычаг. Операционно-финансовый рычаг наряду с позитивным эффектом увеличения рентабельности активов и собственного капитала в результате роста объема продаж и привлечения заемных средств отражает также риск снижения рентабельности и получения убытков.

## **2.5. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов**

Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия выполнен с учетом положений «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономки РФ, МинФинансов РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК 477).

Эффективность ИП – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный ИП, целям и интересам его участников.

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования.

Показатели эффективности проекта характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

В основу оценки эффективности ИП положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;
- сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;
- принцип положительности и максимума эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;

- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);

- учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет, используются индексы-дефляторы, установленные Минэкономразвития России. Для формирования долгосрочных показателей используются государственные сметные нормативы «НЦС 81-02-13-2023. Сборник N 13. Наружные тепловые сети Укрупненные нормативы цены строительства» (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 28 марта 2022 г. N 205/пр "Об утверждении укрупненных нормативов цены строительства").

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР.

Начало расчетного периода определено как дата начала вложения средств в проектно-изыскательские работы. Время в расчетном периоде измеряется в годах и отсчитывается от фиксированного момента  $t_0 = 0$ , принимаемого за базовый (конец нулевого шага). Длительность расчетного периода проекта – 10 лет.

Эффективность ИП оценивается в течение всего расчетного периода.

Для того чтобы ИП, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным. При сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта. При оценке эффективности проекта учитываются различные аспекты фактора времени, в том числе неравноценность разновременных затрат и результатов.

При расчетах показателей эффективности учитываются только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных доходов вне данного проекта в перспективе, в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют. Проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки от операционной деятельности.

## **2.6. Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности**

К притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

К оттокам - производственные издержки, налоги.

### 2.6.1. Дисконтирование денежных потоков

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через  $t_0$ . Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих или дефлированных ценах.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта ( $E$ ), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на  $m$ -м шаге осуществляется путем умножения его значения  $f_m$  на коэффициент дисконтирования  $\alpha_m$ , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t_0}}$$

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников). В качестве нее можно использовать коммерческую норму дисконта.

Индекс инфляции в соответствии с Информацией Банка России от 23.03.2018 равен 7,25%.

В соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов ориентировочная величина обычного коэффициента дисконтирования (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**) равна:

**Таблица 2.1. Ориентировочная величина обычного коэффициента дисконтирования**

Величина риска	Пример цели проекта	Величина поправки на риск, %
Низкий	Вложения в развитие производства на базе освоенной техники	3 - 5

В величине поправки на риск в общем случае учитывает риск неполучения предусмотренных проектом доходов.

Коммерческая норма дисконта определяется по формуле:

$$E = r + i = 0,0725 + 0,05 = 0,1225$$

где E - ставка дисконтирования с учетом риска; r - обычный коэффициент дисконтирования; i - индекс инфляции.

В качестве основных показателей для расчета эффективности ИП используются:

Чистая прибыль + амортизация - возврат долга нарастающим итогом за расчетный период;

$$PV(k) = \sum_{m=0}^k f_m$$

Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} - IC$$

Внутренняя норма доходности IRR;

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+IRR)^i} - IC = 0$$

Индекс рентабельности инвестиций PI;

$$PI = \frac{PV}{IC}$$

Срок окупаемости (статический) от начала операционной деятельности;

$$x = \frac{|S_{n-1}|}{|S_{n-1}| + S_n}$$

Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

$$x = \frac{|S_{n-1}|}{|S_{n-1}| + S_n}$$

## **2.6.2. Анализ чувствительности проекта**

Задачей анализа является определение чувствительности показателей эффективности ИП к изменениям различных параметров и дает представление об устойчивости проекта к проявлению рыночных, операционных, финансовых рисков.

Анализ чувствительности проектов проводится по следующим факторам:

- подключенная мощность;

- тариф на тепловую энергию, мощность;
- ставка процентов по кредиту;
- норма дисконта.

В процессе проведения анализа рассматривается относительное изменение одного из варьируемых факторов и фиксация произошедших изменений в результирующих показателях.

Анализ начинается с установления базового значения результирующего показателя (например, NPV) при фиксированном значении варьируемого параметра, влияющего на результат оценки проекта (например, цена на топливо). Далее рассчитывается изменение результата NPV при изменении цены на топливо в заданных границах вариации. Границы вариации параметров составляют  $\pm 15\%$  с шагом изменения  $5\%$ .

Чем шире диапазон параметров, в котором показатели эффективности остаются в пределах приемлемых значений, тем выше запас прочности проекта, тем лучше он защищен от колебаний различных факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

Анализ чувствительности осуществляется в рамках оценки экономической эффективности ИП на всех фазах жизненного цикла проекта.

## **2.7. Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия**

В соответствии с "Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" (утв. Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154) определяют объем информации, содержащейся в Главе 12:

«Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию" содержит:

а) оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;

б) обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;

в) расчеты экономической эффективности инвестиций;

г) расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения».

В соответствии с «Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения»

(утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212):

«161. Базовыми принципами оценки эффективности инвестиций в системы тепло-снабжения независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей, должны являться:

- сопоставимость условий сравнения разных проектов (прежде всего энергетическая сопоставимость);
- рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла (расчетного периода);
- моделирование финансирования проектов, включающее все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и их расход за расчетный период;
- принцип положительности и максимизации инвестиционного эффекта;
- учет фактора времени.

162. Оценка эффективности инвестиций должна осуществляться:

- для отдельных проектов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью до 5 МВт;
- для отдельных проектов строительства, технического перевооружения и (или) модернизации котельных, в том числе связанных с переводом на местные виды топлива и использование возобновляемых ресурсов;
- для отдельных проектов технического перевооружения и (или) модернизации источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью более 5 МВт, если проекты не отобраны в рамках реализации программы модернизации тепловых электростанций;
- для отдельных проектов строительства и реконструкции транзитных и магистральных теплопроводов при реализации проектов дальнего теплоснабжения;
- в остальных случаях для ЕТО в составе структуры проектов мастер-плана для источников тепловой энергии и тепловых сетей отдельно.

163. Для оценки эффективности инвестиций должна быть разработана тарифно-балансовая модель ЕТО в соответствии с таблицей П47.2 приложения N 47 к настоящим Методическим указаниям.

164. Тарифно-балансовая модель должна быть сформирована исходя из следующих показателей, отражающих их изменение по годам реализации схемы теплоснабжения:

- индексы-дефляторы предусмотренные в утвержденном (одобренном) прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, разработанном в

соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2015 г. N 1234 "О порядке разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный пери-од и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, N 47, ст. 6598; 2017, N 38, ст. 5627; 2018, N 19, ст. 2737; N 50, ст. 7755) (далее - индексы-дефляторы, прогноз социально-экономического развития Российской Федерации);

- баланс тепловой мощности;
- баланс тепловой энергии;
- топливный баланс;
- баланс теплоносителей;
- балансы электрической энергии;
- балансы холодной воды питьевого качества;
- тарифы на покупные энергоносители и воду;
- производственные расходы товарного отпуска;
- производственная деятельность;
- инвестиционная деятельность;
- финансовая деятельность;
- проекты по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или)

модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

165. Для разработки тарифно-балансовой модели должен использоваться прогноз социально-экономического развития Российской Федерации.

166. В показателе "Балансы тепловой мощности" должны быть учтены перспективные балансы тепловой мощности в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом на основании главы V настоящих Методических указаний.

167. В показателе "Балансы тепловой энергии" должны быть отражены перспективные балансы тепловой энергии в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом.

168. В показателе "Топливный баланс" должна быть отражена перспективная потребность в топливе в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом на основании главы XI настоящих Методических указаний.

169. В показателе "Балансы теплоносителей" должна быть отражена перспективная

потребность в теплоносителе для передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к теплопотребляющим установкам потребителей в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом.

170. В показателе "Балансы электрической энергии" должна быть отражена перспективная потребность в электрической энергии для обеспечения функционирования технологического оборудования котельных, насосных станций тепловых сетей, ЦТП, контрольно-распределительных пунктов и другого оборудования на тепловых сетях и источниках их обеспечения в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО.

171. В показателе "Балансы холодной воды питьевого качества" должна быть отражена перспективная потребность в холодной воде питьевого качества, производимой или покупаемой теплоснабжающей организацией для технологических целей функционирования источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки, котельных, тепловых сетей, ЦТП.

172. В показателе "Тарифы на покупные энергоносители и воду" должны быть отражены перспективные цены на покупаемые теплоснабжающей организацией первичные энергоресурсы и воду. Для формирования целевых показателей роста тарифов необходимо использовать прогнозные индексы-дефляторы.

173. Показатель "Производственные расходы товарного отпуска" должен устанавливаться по материалам тарифных дел в периоды регулирования и с учетом индексов-дефляторов в перспективные периоды, а также с учетом изменения балансов тепловой мощности и тепловой энергии.

174. Показатели "Производственная деятельность", "Инвестиционная деятельность" и "Финансовая деятельность" должны отражать формирование потоков денежных средств, обеспечивающих безубыточное функционирование теплоснабжающей организации с учетом реализации проектов по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, указанных в схеме теплоснабжения, и источников покрытия финансовых потребностей для их реализации.

175. Разработанная схема теплоснабжения в главе 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию" должна содержать описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство,



реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности в ретроспективном периоде.

176. В ценовых зонах теплоснабжения пункты 163 - 175 настоящих Методических указаний должны применяться в отношении инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию, необходимых для осуществления регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения.»

### **3 ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения проведена в рамках актуализированного варианта развития систем теплоснабжения, указанного в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2027 год). Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения» (шифр 80445.ОМ-ПСТ.005.000).

#### **3.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения в рамках актуализированного варианта развития систем теплоснабжения**

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей в рамках актуализированного варианта развития систем теплоснабжения сформированы на основе мероприятий, указанных в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2027 год). Глава 5. Мастер-план схемы теплоснабжения». (шифр 80445.ОМ-ПСТ.005.000)

Финансовые потребности для реализации данных мероприятий указаны в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Благовещенск Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2027 год). Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» (шифр 80445.ОМ-ПСТ.007.000). и в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2027 год).

Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них». (шифр 80445.ОМ-ПСТ.008.000)

**3.1.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК»**

Финансовые потребности на реализацию проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению генерирующего оборудования Стерлитамакской ТЭЦ представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению Стерлитамакской ТЭЦ, тыс. руб.

Стоимость проектов		Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8
Группа проектов	001.01.00.000	Источники теплоснабжения ООО «БГК»								
Всего стоимость проектов		тыс. руб.	992 267,99	746 204,26	585 729,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом		тыс. руб.	992 267,99	1 738 472,25	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52
Подгруппа проектов	001.01.01.000	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов	001.01.02.000	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов	001.01.03.000	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов	001.01.04.000	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	992 267,99	746 204,26	585 729,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	992 267,99	1 738 472,25	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52
Подгруппа проектов	001.01.04.001	Модернизация турбоагрегата типа Т-100-130 ст. №9								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	388 095,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	388 095,10	388 095,10	388 095,10	388 095,10	388 095,10	388 095,10	388 095,10	388 095,10
Подгруппа проектов	001.01.04.002	Модернизация подсистем технических защит и блокировок (ТЗиБ), технической сигнализации (ТС), дистанционного управления (ДУ), системы автоматического регулирования (САР), информационно-измерительной системы (ИИС) паровой турбины ст.№2 (пп НСТТЭЦ)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	101 162,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	101 162,55	101 162,55	101 162,55	101 162,55	101 162,55	101 162,55
Подгруппа проектов	001.01.04.003	Модернизация турбоагрегата типа ПТ-135/165-130 ст. №3 (пп НСТТЭЦ)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	402 877,68	739 538,98	358 755,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	402 877,68	1 142 416,66	1 501 172,17	1 501 172,17	1 501 172,17	1 501 172,17	1 501 172,17	1 501 172,17
Подгруппа проектов	001.01.04.004	Модернизация паропроводов 1,2 ата								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	3 203,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	3 203,98	3 203,98	3 203,98	3 203,98	3 203,98	3 203,98	3 203,98	3 203,98
Подгруппа проектов	001.01.04.005	Модернизация систем вибромониторинга и механических величин с реализацией функции диагностики паровой турбины ст.№6								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	19 110,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	19 110,54	19 110,54	19 110,54	19 110,54	19 110,54	19 110,54	19 110,54	19 110,54
Подгруппа проектов	001.01.04.006	Модернизация систем вибромониторинга и механических величин с реализацией функции диагностики паровой турбины ст.№4								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	11 130,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	11 130,25	11 130,25	11 130,25	11 130,25	11 130,25	11 130,25	11 130,25	11 130,25
Подгруппа проектов	001.01.04.007	Модернизация систем вибромониторинга и механических величин с реализацией функции диагностики паровой турбины ст.№1 (пп НСТТЭЦ)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	10 631,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	10 631,46	10 631,46	10 631,46	10 631,46	10 631,46	10 631,46	10 631,46	10 631,46
Подгруппа проектов	001.01.04.008	Модернизация котельного агрегата ст.№4								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	21 609,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	43 287,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	38 981,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	103 878,35	103 878,35	103 878,35	103 878,35	103 878,35	103 878,35	103 878,35	103 878,35

Стоимость проектов		Ед. изм.	2026 А+1	2027 А+2	2028 А+3	2029 А+4	2030 А+5	2031 А+6	2032 А+7	2033 А+8
Подгруппа проектов	001.01.04.009	Модернизация подсистем технических защит и блокировок (ТЗиБ), дистанционного управления (ДУ), системы автоматического управления горелками (САУГ), технической сигнализации (ТС), информационно-измерительной системы (ИИС) на паровом котле ст.№1 (пп НСтТЭЦ)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	90 031,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	23 932,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	113 964,06	113 964,06	113 964,06	113 964,06	113 964,06	113 964,06
Подгруппа проектов	001.01.04.010	Модернизация подсистем технической сигнализации (ТС), системы автоматического управления горелками (САУГ), системы автоматического регулирования (САР) на паровом котле ст.№2								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	22 089,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	4 682,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	26 771,45	26 771,45	26 771,45	26 771,45	26 771,45	26 771,45	26 771,45	26 771,45
Подгруппа проектов	001.01.04.011	Модернизация коммерческих узлов учета тепловой энергии (1 ед.) (пп НСтТЭЦ)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	10 697,10	905,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	75,89	6,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	10 772,99	11 684,82	11 684,82	11 684,82	11 684,82	11 684,82	11 684,82	11 684,82
Подгруппа проектов	001.01.04.012	Модернизация ширмового пароперегревателя котельного агрегата №4								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	15 796,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	15 796,20	15 796,20	15 796,20	15 796,20	15 796,20	15 796,20	15 796,20	15 796,20
Подгруппа проектов	001.01.04.013	Модернизация системы контроля и управления гидромурфтой питательного электронасоса №8 с применением микропроцессорной техники								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	5 753,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	11 847,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	5 753,46	17 600,60	17 600,60	17 600,60	17 600,60	17 600,60	17 600,60

**3.1.2. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников теплоснабжения и тепловых сетей в зоне действия ЕТО №1 ООО «БашРТС»**

Суммарные финансовые затраты на реализацию мероприятий (проектов) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии в зоне действия ЕТО №1 ООО «БашРТС» до 2033 года представлены в таблице 3.2.

Суммарные финансовые затраты на реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения тепловых сетей и теплосетевых объектов в зоне действия ЕТО №1 ООО «БашРТС» до 2033 года представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.2 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий (проектов) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии ООО «БашРТС» БашРТС-Стерлитамак

Стоимость проектов		Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Группа проектов	001.01.00.000	Источники теплоснабжения «БашРТС-Стерлитамак» филиал ООО «БашРТС»								
Всего стоимость проектов		тыс. руб.	58 619,72	21 231,30	154 560,89	34 911,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом		тыс. руб.	58 619,72	79 851,02	234 411,92	269 323,08	269 323,08	269 323,08	269 323,08	269 323,08
Подгруппа проектов	001.01.01.000	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов	001.01.02.000	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов	001.01.03.000	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	810,35	5 713,37	89 809,36	33 271,82	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	810,35	6 523,72	96 333,08	129 604,90	129 604,90	129 604,90	129 604,90	129 604,90
Подгруппа проектов	001.01.03.001	Установка передвижной насосной станции для перекачки резервного топлива котельного цеха №7								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	1 056,04	89 809,36	33 271,82	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	1 056,04	90 865,40	124 137,22	124 137,22	124 137,22	124 137,22	124 137,22
Подгруппа проектов	001.01.03.002	Монтаж резервной кабельной линии 0,4 киловольт от трансформаторной подстанции №34 до распределительного щита №1								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	810,35	4 657,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	810,35	5 467,68	5 467,68	5 467,68	5 467,68	5 467,68	5 467,68	5 467,68
Подгруппа проектов	001.01.04.000	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	57 809,37	15 517,93	64 751,53	1 639,34	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	57 809,37	73 327,30	138 078,83	139 718,18	139 718,18	139 718,18	139 718,18	139 718,18
Подгруппа проектов	001.01.04.003	Выполнение комплекса работ по проектированию и монтажу системы пожарной сигнализации в помещении КТП-1, КТП-2, ЩСУ-в/ч, ЩСУ п/ч, ЩСУ ХВО в КЦ-7.								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	1 639,34	1 639,34	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	1 639,34	3 278,69	3 278,69	3 278,69	3 278,69	3 278,69
Подгруппа проектов	001.01.04.004	Модернизация МКУ-1 СтРТС с переводом котельного оборудования на автоматический режим работы (без постоянного присутствия обслуживающего персонала)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	2 281,97	13 270,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	2 281,97	15 552,46	15 552,46	15 552,46	15 552,46	15 552,46	15 552,46
Подгруппа проектов	001.01.04.005	Модернизация МКУ-2 СтРТС с переводом котельного оборудования на автоматический режим работы (без постоянного присутствия обслуживающего персонала)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	3 300,00	26 395,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	3 300,00	29 695,08	29 695,08	29 695,08	29 695,08	29 695,08	29 695,08
Подгруппа проектов	001.01.04.006	Модернизация МКУ-3 СтРТС с переводом котельного оборудования на автоматический режим работы (без постоянного присутствия обслуживающего персонала)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	2 271,31	7 921,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	2 271,31	10 192,62	10 192,62	10 192,62	10 192,62	10 192,62	10 192,62
Подгруппа проектов	001.01.04.007	Модернизация МКУ-14 СтРТС с переводом котельного оборудования на автоматический режим работы (без постоянного присутствия обслуживающего персонала)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	2 781,15	10 386,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	2 781,15	13 168,03	13 168,03	13 168,03	13 168,03	13 168,03	13 168,03
Подгруппа проектов	001.01.04.008	Модернизация оборудования малой котельной №10 с заменой водогрейных котлов меньшей мощности								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	1 026,13	5 138,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Стоимость проектов		Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	13 948,74	13 948,74	13 948,74	13 948,74	13 948,74	13 948,74	13 948,74	13 948,74
Подгруппа проектов	001.01.04.010	Приобретение фотометра фотоэлектрического								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	204,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	204,18	204,18	204,18	204,18	204,18	204,18	204,18	204,18
Подгруппа проектов	001.01.04.011	Приобретение электроического мобильного парогенератора для нужд мазутного хозяйства КЛ-10								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	245,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	245,90	245,90	245,90	245,90	245,90	245,90	245,90
Подгруппа проектов	001.01.04.012	Приобретение течеискателя корреляционного								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	841,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	841,80	841,80	841,80	841,80	841,80	841,80	841,80
Подгруппа проектов	001.01.04.013	Приобретение Газоанализатора дымовых газов ДАГ-500								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	159,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	159,84	159,84	159,84	159,84	159,84	159,84	159,84
Подгруппа проектов	001.01.04.014	Приобретение Снегоуборщика (снегоотбрасывателя) HND ST66XWR								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	90,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	90,16	90,16	90,16	90,16	90,16	90,16	90,16
Подгруппа проектов	001.01.04.015	Приобретение Сварочного бензинового генератора Вепрь АСПБТ 200-6/230 ВХ (8шт)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	1 311,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	1 311,48	1 311,48	1 311,48	1 311,48	1 311,48	1 311,48	1 311,48
Подгруппа проектов	001.01.04.016	Приобретение трассоискателя Атлет АГ-319К с функцией сохранения GPS/ГЛОНАСС координат для ЭТЦ								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	348,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	348,36	348,36	348,36	348,36	348,36	348,36	348,36
Подгруппа проектов	001.01.04.017	Приобретение сварочного выпрямителя								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	100,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	100,82	100,82	100,82	100,82	100,82	100,82	100,82
Подгруппа проектов	001.01.04.018	Приобретение передвижной мотопомпы (9 шт)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	759,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	759,02	759,02	759,02	759,02	759,02	759,02	759,02
Подгруппа проектов	001.01.04.019	Приобретение Тепловизора								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	143,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52
Подгруппа проектов	001.01.04.020	Приобретение мобильной осветительной установки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	1 021,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	1 021,31	1 021,31	1 021,31	1 021,31	1 021,31	1 021,31	1 021,31	1 021,31
Подгруппа проектов	001.01.04.021	Приобретение сварочного генератора								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	897,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	897,43	897,43	897,43	897,43	897,43	897,43	897,43	897,43
Подгруппа проектов	001.01.04.022	Приобретение гидравлической станции с комплектом подключения								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	20 439,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	20 439,57	20 439,57	20 439,57	20 439,57	20 439,57	20 439,57	20 439,57	20 439,57
Подгруппа проектов	001.01.04.023	Приобретение передвижного опрессовочного насоса								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	5 236,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	5 236,69	5 236,69	5 236,69	5 236,69	5 236,69	5 236,69	5 236,69	5 236,69
Подгруппа проектов	001.01.04.024	Приобретение мотопомпы бензиновой								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	661,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	661,38	661,38	661,38	661,38	661,38	661,38	661,38	661,38
Подгруппа проектов	001.01.04.025	Приобретение гидравлического погружного насоса с комплектами подключения								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	3 230,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00





Стоимость проектов		Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов	001.02.03.000	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с истощением эксплуатационного ресурса								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	80 657,14	50 408,17	156 281,03	586 683,16	472 672,55	316 720,49	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	80 657,14	131 065,32	287 346,35	874 029,51	1 346 702,06	1 663 422,55	1 663 422,55	1 663 422,55
Подгруппа проектов	001.02.04.000	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов	001.02.05.000	Реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов	001.02.06.000	Строительство новых насосных станций								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов	001.02.07.000	Реконструкция насосных станций								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	2 676,23	67 974,59	57 840,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	2 676,23	70 650,82	128 490,98	128 490,98	128 490,98	128 490,98	128 490,98
Подгруппа проектов	001.02.07.014	Реконструкция здания насосной Стерлитамакского цеха магистральных сетей г.Стерлитамак.								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	2 676,23	67 974,59	57 840,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	2 676,23	70 650,82	128 490,98	128 490,98	128 490,98	128 490,98	128 490,98
Подгруппа проектов	001.02.08.000	Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	1 936,37	15 613,34	27 518,25	3 231,12	53 597,39	13 792,41	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	1 936,37	17 549,70	45 067,95	48 299,07	101 896,47	115 688,88	115 688,88	115 688,88
Подгруппа проектов	001.02.08.014	Модернизация Системы контроля и учета центральных тепловых пунктов с независимой схемой подключения с установкой оборудования вывода параметров в программный комплекс								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	1 936,37	15 613,34	27 518,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	1 936,37	17 549,70	45 067,95	45 067,95	45 067,95	45 067,95	45 067,95	45 067,95
Подгруппа проектов	001.02.08.015	Модернизация оборудования центрального теплового пункта № 53 с заменой теплообменного насосного оборудования								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	4 285,84	13 792,41	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	4 285,84	18 078,25	18 078,25	18 078,25
Подгруппа проектов	001.02.08.016	Модернизация оборудования центрального теплового пункта №16 с заменой теплообменного оборудования и насосов								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	3 231,12	49 311,55	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	3 231,12	52 542,67	52 542,67	52 542,67	52 542,67

**3.1.3. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников теплоснабжения и тепловых сетей в зоне действия ЕТО №2 АО «СРТС»**

Суммарные финансовые затраты на реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и теплосетевых объектов в зоне действия ЕТО №2 АО «СРТС» до 2033 года представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и теплосетевых объектов в зоне действия ЕТО №2 АО «СРТС» для городского округа города Стерлитамак, тыс. руб.

[illegible]

#### **4 ОБОСНОВАННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

В сложившихся условиях хозяйственно-финансовой деятельности для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в области теплоснабжения на территории городского округа город Стерлитамак, возможно рассмотрение различных источников финансирования, обеспечивающих реализацию проектов, предусмотренных различными вариантами развития:

- собственные средства теплоснабжающих организаций, образующиеся за счет следующих источников:
  - прибыли от регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения;
  - платы (тариф) за подключение;
  - амортизационных отчислений, включенных в тариф на тепловую энергию (в том числе на вновь вводимое оборудование, здания, сооружения, нематериальные активы и т.д.);
  - экономии операционных расходов и расходов на топливо за счет энергоресурсосбережения как следствие реализации проектов по модернизации и техническому перевооружению систем теплоснабжения при введении долгосрочных тарифов;
- заемные средства (кредиты);
- финансирование из бюджетов различных уровней.

С 2016 года осуществляется поэтапный переход к регулированию тарифов на тепловую энергию, тарифов на услуги по передаче тепловой энергии, теплоноситель на основе долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (с применением метода обеспечения доходности инвестированного капитала, или метода индексации установленных тарифов, или метода сравнения аналогов).

Возврат инвестиций при формировании тарифа методом индексации установленных тарифов может осуществляться следующим способом:

- за счет включения в тариф ускоренной амортизации (неподконтрольные

расходы - п.39 №760-Э от 13 июня 2013 года), варьируемым параметром в данном случае является коэффициент уменьшаемого остатка, который может принимать значения от 1 до 3 (в соответствии с п. 43 «Основ ценообразования в сфере теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075, сумма амортизации основных средств регулируемой организации для расчета тарифов определяется в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета);

- за счет включения в тариф расходов по выплате займов и кредитных договоров средства, которых направляются на капитальные вложения (за вычетом амортизационных отчислений, являющихся источником финансирования капитальных вложений), включая проценты по займам и кредитным договорам (неподконтрольные расходы - п.39 №760-Э от 13 июня 2013 года);
- за счет устанавливаемого нормативного уровня прибыли<sup>1</sup>, учитывающего, в том числе необходимость в осуществлении инвестиций (устанавливаемая прибыль - п.41 №760-Э от 13 июня 2013 года).

При формировании тарифа с помощью метода обеспечения доходности инвестированного капитала в необходимую валовую выручку регулируемой организации включается возврат инвестированного капитала и доход на инвестированный капитал. Для применения метода обеспечения доходности инвестиционного капитала необходимо соблюдение целого ряда условий:

- регулируемая организация не является государственным или муниципальным унитарным предприятием;
- имеется утвержденная в установленном порядке схема теплоснабжения;
- соответствие одному из критериев:
  - регулируемая организация владеет на праве собственности или на ином законном основании источниками тепловой энергии, производящими тепловую энергию (мощность) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
  - регулируемая организация владеет производственными объектами на основании концессионного соглашения;
  - установленная тепловая мощность источников, которыми

---

<sup>1</sup> Нормативный уровень прибыли не должен быть выше нормы доходности установленной по методу возврата инвестированного капитала

регулируемая организация владеет на праве собственности или на ином законном основании, составляет не менее 10 Гкал/ч;

- протяженность тепловых сетей, которыми регулируемая организация владеет на праве собственности или на ином законном основании, составляет не менее 50 км в 2-трубном исчислении.

При формировании тарифа с помощью метода обеспечения доходности инвестированного капитала окупаемость инвестиций может достигаться за счет вариативности нормы доходности инвестированного капитала, а также срока возврата инвестиций (применимо только при заключении концессионного соглашения, т.к. в соответствии с п. 8 «Правил установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем, определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075, срок возврата инвестированного капитала устанавливается равным 20 годам, если иной срок не предусмотрен концессионным соглашением).

В соответствии с Постановлением Правительства РФ №1075 от 22.10.2012 г. «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» затраты регулирующей организации на реализацию мероприятий по подключению новых потребителей могут быть компенсированы за счет платы за подключение. В общем случае при формировании платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке (при подключении тепловой нагрузки более 1,5 Гкал/ч), включаются следующие средства для компенсации регулируемой организации:

- расходы на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;
- расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;
- расходы на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности

такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

- налог на прибыль, определяемый в соответствии с налоговым законодательством.

При формировании платы за подключение тепловой нагрузки от 0,1 до 1,5 Гкал/ч также включаются средства для компенсации регулируемой организации расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, а также налог на прибыль, определяемый в соответствии с налоговым законодательством.

При этом расходы на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии, а также развитие существующих источников тепловой энергии включаются в расчет платы за подключение только в случае отсутствия технической возможности подключения к системе теплоснабжения, в том числе с точки зрения наличия резерва тепловой мощности на источниках тепловой энергии.

Финансирование рассматриваемых проектов из бюджетов различных уровней может быть реализовано через различные целевые муниципальные, краевые и федеральные программы. Бюджетные средства могут быть использованы для финансирования низкоэффективных проектов и социально-значимых проектов при отсутствии других возможностей по финансированию проектов. Также бюджетные средства могут быть использованы для субсидирования разницы между экономически обоснованным значением тарифа на тепловую энергию (сформированного с учетом возврата капитальных затрат на реконструкцию и модернизацию систем теплоснабжения) и тарифом установленным регулирующим органом с учетом предельного роста совокупного платежа граждан за коммунальные услуги.

На основании вышеизложенного предлагается реализовать следующую схему финансирования предложенных к реализации проектов:

- группы (подгруппы проектов), связанные с подключением перспективных потребителей, предлагается финансировать за счет платы за подключение, а именно:
  - проекты, предусматривающие ввод новых теплогенерирующих мощностей (за исключением проектов по замене котлов, исчерпавших парковый ресурс) в рамках индивидуальной платы за подключение;



- проекты по новому строительству магистральных тепловых сетей от существующих и вновь вводимых источников тепловой энергии до границ планировочных кварталов новой жилой и общественно-деловой застройки;
- проекты по новому строительству квартальных тепловых сетей внутри планировочных кварталов новой жилой и общественно-деловой застройки (в зависимости от индивидуальных условий, определяющих плату за подключение);
- проекты по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- строительство новых теплосетевых объектов для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок (тепловых пунктов, насосных станций);
- техническое перевооружение и модернизация существующего оборудования тепловых пунктов, насосных станций в объемах необходимых для подключения перспективных потребителей;
- группы (подгруппы проектов), связанные с заменой оборудования выработавшего парк ресурс на объектах находящихся в муниципальной, региональной и федеральной собственности предлагается финансировать за счет целевого бюджетного финансирования;
- остальные группы проектов (подгруппы проектов), связанные с заменой оборудования выработавшего парк ресурс на объектах не находящихся в муниципальной, региональной и федеральной собственности предлагается финансировать за счет амортизации и привлечения заемных средств с их возвратом за счет включения капитальных затрат в тариф на тепловую энергию.

Предложения по конкретным источникам финансирования и возврата инвестиций представлены в таблицах 6.1-6.2 раздела 6.

## **5 РАСЧЕТЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ**

### **5.1. Эффективность инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение систем теплоснабжения в соответствии с актуализированным вариантом**

#### **5.1.1. Эффективность инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК» в соответствии с актуализированным вариантом**

Инвестиции в оборудование Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК» предусмотренные схемой теплоснабжения имеет «поддерживающий» характер. То есть, направлены на реализацию мероприятий по поддержанию нормативного функционирования существующего оборудования, а такие мероприятия, как правило, не имеют инвестиционной привлекательности. Данные мероприятия не генерируют новых денежных потоков. Поэтому для данных мероприятий ООО «БГК» эффективность инвестиций в данном разделе не рассматривается.

#### **5.1.2. Эффективность инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников теплоснабжения, тепловых сетей и сооружений на них для ООО «БашРТС» в соответствии с актуализированным вариантом**

Оценка эффективности инвестиций проводилась по принципу "С проектом - без проекта" (With-Without), который, как правило, применяется для оценки инвестиционных проектов, реализуемых на действующих предприятиях.

Принцип оценки "С проектом - без проекта", формулируется так: денежный поток проекта в любом интервале времени равен денежному потоку предприятия с проектом минус поток предприятия без проекта.

Принцип указывает на необходимость оценки будущих денежных потоков с учетом всевозможных эффектов (положительных или отрицательных), которые оказывает предлагаемый проект на остальные денежные потоки компании.

Разница между рассчитанными денежными потоками показывает воздействие проекта на денежный поток предприятия, то есть приростной денежный поток проекта.

Результаты расчетов содержит таблица 5.1.

Для приведенных результатов расчетов Вариант 1 – «с проектом», Вариант 0 – «без проекта».

**Таблица 5.1 – Результаты расчетов эффективности инвестиций на основании оценки денежных потоков проектов по принципу «With-Without»**

Показатели	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8
В № 1									
Выручка суммарно	тыс. руб.	7 337 164,66	8 249 713,10	8 823 151,74	9 313 057,88	10 095 494,43	10 948 486,19	11 887 802,74	12 885 714,63
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	7 585 987,52	8 507 599,24	8 831 756,37	9 081 623,83	10 023 580,59	11 147 587,57	12 240 364,09	13 200 888,75
Амортизация	тыс. руб.	211 516,26	209 422,76	201 116,13	205 861,93	194 016,37	179 042,90	160 154,29	134 655,42
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль	тыс. руб.	-248 822,86	-257 886,14	-8 604,64	231 434,05	71 913,84	-199 101,39	-352 561,34	-315 174,12
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	65 992,61	23 478,83	3 545,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	-1 161 087,01	-898 923,54	-816 146,03	-256 747,39	-269 110,90	-356 079,94	-192 407,06	-180 518,70
В № 0									
Выручка суммарно	тыс. руб.	7 495 084,99	7 887 746,88	8 352 284,43	8 808 348,15	9 291 055,50	9 802 046,75	10 343 067,14	10 915 973,73
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	6 346 628,02	7 836 358,06	8 429 162,36	9 068 524,41	9 758 241,10	10 502 430,30	11 305 558,99	12 172 473,77
Амортизация	тыс. руб.	67 727,70	7 238,69	7 238,69	7 238,69	7 238,69	7 238,69	7 238,69	7 238,69
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль	тыс. руб.	1 148 456,97	51 388,82	-76 877,92	-260 176,26	-467 185,60	-700 383,55	-962 491,85	-1 256 500,04
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	65 992,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	847 855,94	58 627,51	-69 639,23	-252 937,57	-459 946,91	-693 144,86	-955 253,17	-1 249 261,35
Сальдо									
Выручка суммарно	тыс. руб.	-157 920,33	361 966,22	470 867,30	504 709,73	804 438,93	1 146 439,43	1 544 735,60	1 969 740,89
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	1 239 359,50	671 241,18	402 594,02	13 099,41	265 339,49	645 157,27	934 805,09	1 028 414,97
Амортизация	тыс. руб.	143 788,56	202 184,07	193 877,44	198 623,24	186 777,68	171 804,21	152 915,60	127 416,73
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль	тыс. руб.	-1 397 279,83	-309 274,97	68 273,28	491 610,32	539 099,43	501 282,16	609 930,51	941 325,92
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0,00	23 478,83	3 545,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	-2 008 942,94	-957 551,06	-746 506,79	-3 809,82	190 836,01	337 064,92	762 846,11	1 068 742,65
Инвестиции (суммарно) В № 1	тыс. руб.	1 189 773,02	873 938,99	1 012 203,44	694 043,38	535 041,11	336 021,45	0,00	0,00
Инвестиции (суммарно) В № 0	тыс. руб.	434 321,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сальдо инвестиции	тыс. руб.	755 451,68	873 938,99	1 012 203,44	694 043,38	535 041,11	336 021,45	0,00	0,00
Сальдо денежного потока В № 1 - В № 0 (суммарно)	тыс. руб.	-2 008 942,94	-957 551,06	-746 506,79	-3 809,82	190 836,01	337 064,92	762 846,11	1 068 742,65
Сальдо денежных потоков нарастающим итогом	тыс. руб.	-2 008 942,94	-2 966 494,00	-3 713 000,79	-3 716 810,61	-3 525 974,61	-3 188 909,69	-2 426 063,58	-1 357 320,93
Инвестиции	тыс. руб.	755 451,68	873 938,99	1 012 203,44	694 043,38	535 041,11	336 021,45	0,00	0,00
Инвестиции нарастающим итогом	тыс. руб.	755 451,68	1 629 390,67	2 641 594,11	3 335 637,49	3 870 678,59	4 206 700,04	4 206 700,04	4 206 700,04
Дисконтированный денежный поток, тыс. руб.	тыс. руб.	-2 008 942,94	-806 358,78	-529 378,78	-2 275,12	95 967,87	142 739,92	272 041,54	320 950,32
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, тыс. руб.	тыс. руб.	-2 008 942,94	-2 815 301,73	-3 344 680,51	-3 346 955,62	-3 250 987,75	-3 108 247,83	-2 836 206,29	-2 515 255,97
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб. с НДС		5 569 225,66							
норма дисконта, %		19%							
NPV, тыс. руб.		-2 515 255,97							
IRR, %		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассматривается							
срок окупаемости простой, лет		9,0							
срок окупаемости дисконтированный, лет		15,16							

В данном случае полные инвестиции ООО «БашРТС» имеют отрицательное значение  $NPV = -2\,515,3$  млн. руб. Отсутствие окупаемости полных инвестиций обусловлено тем, что часть инвестиций ООО «БашРТС» имеет «поддерживающий» характер (а именно строительство и реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса), а такие мероприятия, как правило, не имеют инвестиционной привлекательности.

#### **5.1.3. Эффективность инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них для АО «СРТС» в соответствии с актуализированным вариантом**

Инвестиции в тепловые сети АО «СРТС» предусмотренные схемой теплоснабжения имеет «поддерживающий» характер. То есть, направлены на реализацию мероприятий по поддержанию нормативного функционирования существующего оборудования, а такие мероприятия, как правило, не имеют инвестиционной привлекательности. Данные мероприятия не генерируют новых денежных потоков. Поэтому для данных мероприятий АО «СРТС» эффективность инвестиций в данном разделе не рассматривается.

Инвестиции по новому строительству и реконструкции тепловых сетей связанные с подключением новых потребителей будут иметь эффективность в соответствии с нормой доходности заложенной при формировании платы за подключение.

#### **5.1.4. Оценка эффективности перевода с централизованного на индивидуальное теплоснабжение части жилищного фонда частного сектора города**

На данный момент теплоснабжение частного жилого сектора с низкой плотностью тепловой нагрузки и неэффективными тепловыми сетями (тепловые потери в тепловых сетях выше отпуска тепла потребителям) приводит к выпадающим доходам ООО «БашРТС». Это в свою очередь затрудняет содержание указанных тепловых сетей в нормативном состоянии и существенно влияет на качество и надежность теплоснабжения указанных абонентов.

В документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2024 год). Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения» приведены предложения по переводу с централизованного на индивидуальное теплоснабжение

части жилищного фонда частного сектора города.

В таблице 5.2 приведен расчет экономического эффекта от снижения выпадающих доходов при прекращении централизованного теплоснабжения.

Расчет экономического эффекта проведен в следующей последовательности п.8  
$$= (п.1*(п.4 - п.3 - п.5) - п.2*п.3 - п.6*п.7)/1000.$$

**Таблица 5.2 – Расчет экономического эффекта от перевода с централизованного на индивидуальное теплоснабжение**

Показатель	Значение (2025 год)
Годовой полезный отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал	619
Годовые потери тепловой энергии при транспорте по трубопроводам от точки подключения до потребителя, Гкал	1603
Тариф покупки тепловой энергии от ТЭЦ, или себестоимость топливной составляющей для КЦ, руб./Гкал	709
Тариф для конечного потребителя, руб./Гкал	1376
Удельная Себестоимость транспорта тепловой энергии, руб./Гкал	431
Нормативные потери теплоносителя (опорожнение, заполнение при текущем ремонте), м3	91
Стоимость ХОВ, руб./м3	112
Расчет эффекта, тыс. руб.	1001

Из приведенной выше таблицы видно, что при отключении от централизованного теплоснабжения рассматриваемых потребителей приведет к экономическому эффекту ООО «БашРТС» в размере порядка 1,001 млн. руб. в год за счет экономии выпадающих доходов при эксплуатации неэффективных тепловых сетей.

## 6 РАСЧЕТЫ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### 6.1. Ценовые последствия для потребителей в зоне деятельности ЕТО №1 ООО «БашРТС» при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения в соответствии с актуализированным вариантом

Сравнение тарифа конечного потребителя для выбранного варианта развития (без учета дополнительных мероприятий по реконструкции тепловых сетей с истощением эксплуатационного ресурса) с тарифом, рассчитанным с учетом индексов МЭР, для ЕТО №1 отображено на рисунке 6.1, с учетом дополнительных мероприятий – рисунок 6.2.

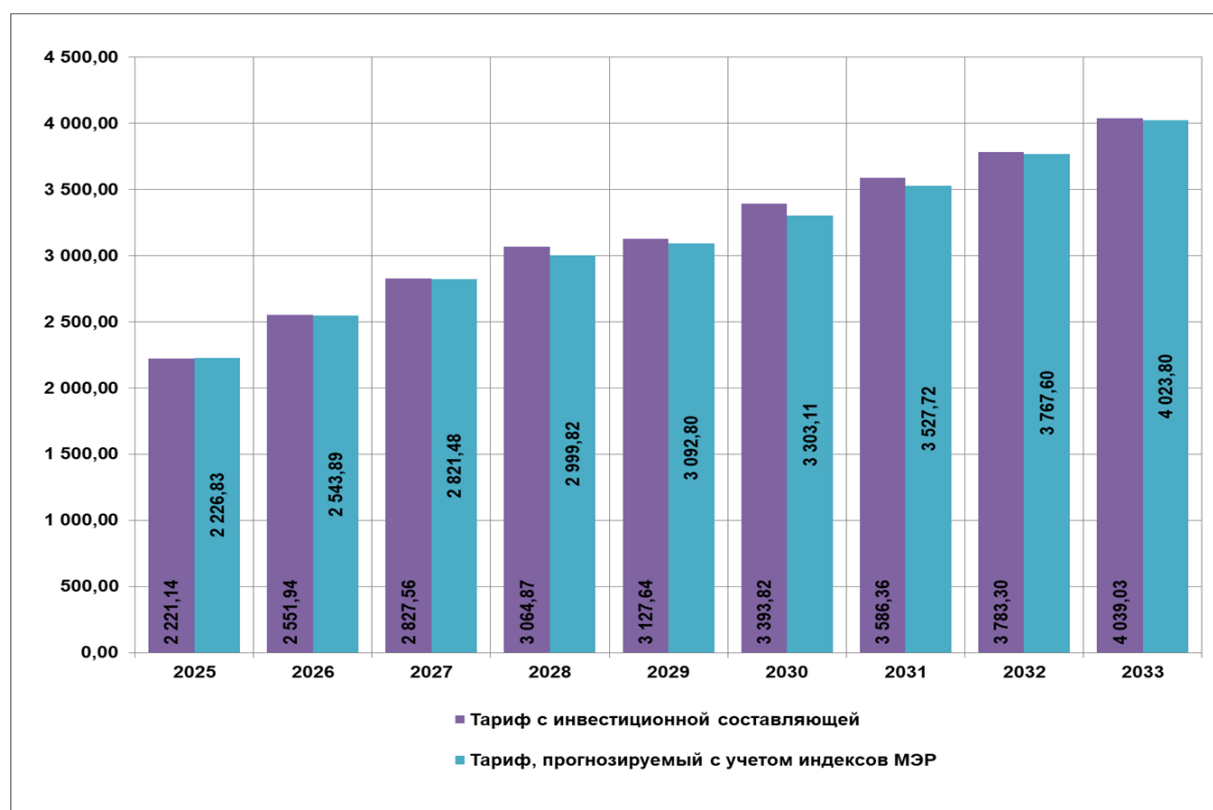


Рисунок 6.1. Сравнение роста тарифа с учетом технического перевооружения и роста тарифа, не учитывающего мероприятия по техническому перевооружению ЕТО № 1

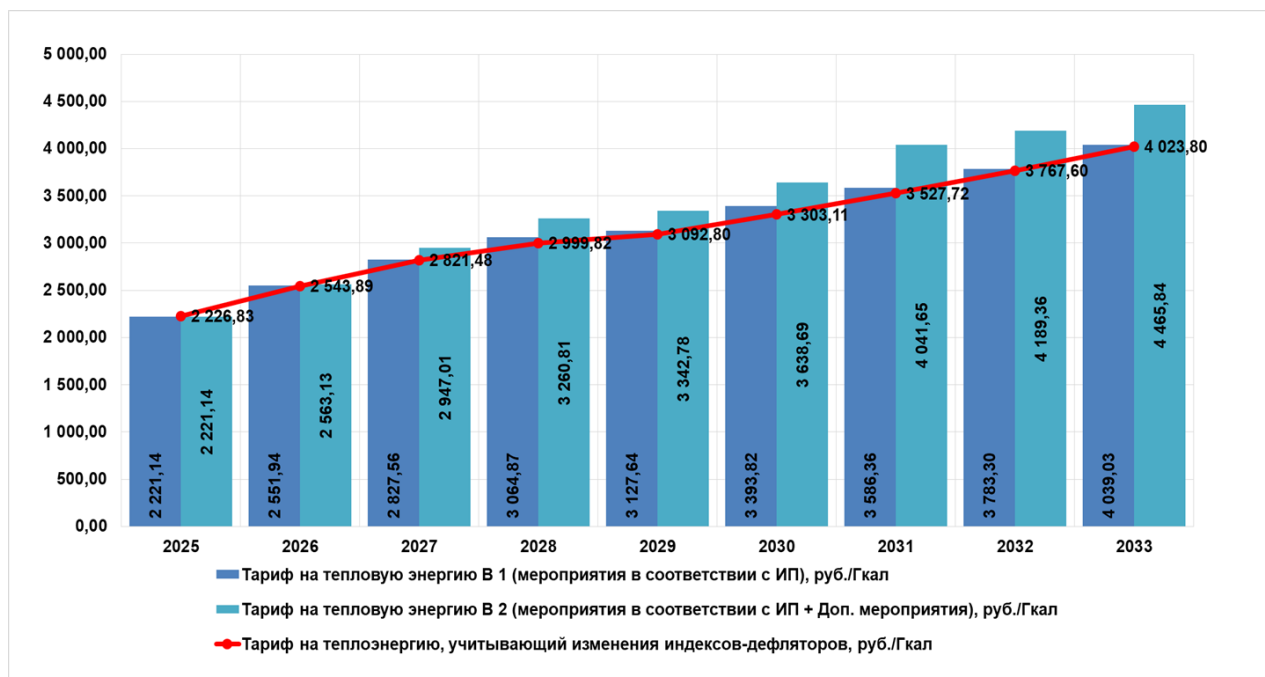
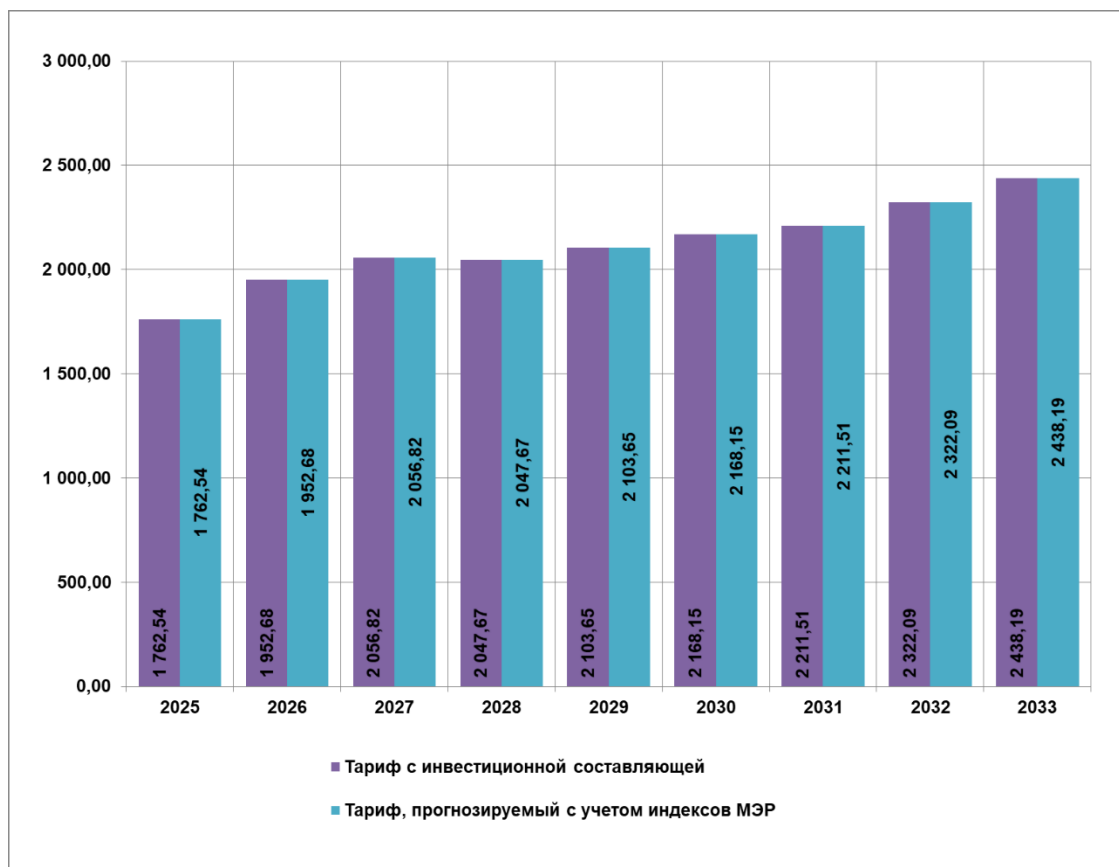


Рисунок 6.2. Сравнение роста тарифа с учетом технического перевооружения по Варианту № 1 (предполагает реализацию мероприятий инвестпрограммы) и Варианту № 2 (предполагает реализацию мероприятий инвестпрограммы и дополнительных мероприятий) и роста тарифа, учитывающего индексы МЭР

## 6.2. Ценовые последствия для потребителей в зоне деятельности ЕТО №2 АО «СРТС» при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения в соответствии с актуализированным вариантом

Сравнение тарифа конечного потребителя для выбранного варианта развития (без учета дополнительных мероприятий по реконструкции тепловых сетей с исчерпанием эксплуатационного ресурса) с тарифом, рассчитанным с учетом индексов МЭР, для ЕТО № 2 отображено на рисунке 6.3





**Рисунок 6.3. Сравнение роста тарифа с учетом технического перевооружения и роста тарифа, не учитывающего мероприятия по техническому перевооружению ЕТО № 2**

## **7 ОБЩИЙ ПЛАН ФИНАНСИРОВАНИЯ ПРОЕКТОВ**

В таблице 7.1 представлен общий план финансирования проектов в зоне деятельности ЕТО №1, предусмотренных для реализации в соответствии с актуализированным вариантом развития систем теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан.

В таблице 7.2 представлен общий план финансирования рекомендуемых к реализации проектов в зоне деятельности ЕТО №1.

Таблица 7.1 – Общий план финансирования проектов в зоне ЕТО №1, тыс. руб.

Стоимость проектов	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8
<b>Проекты ЕТО № 1 «БашПТС-Стерлитамак» филиал ООО «БашПТС»</b>									
Всего стоимость проектов	тыс. руб.	<b>1 170 268,54</b>	<b>859 612,13</b>	<b>995 609,95</b>	<b>682 665,61</b>	<b>526 269,94</b>	<b>330 512,90</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Всего стоимость проектов накопленным итогом	тыс. руб.	1 170 268,54	2 029 880,67	3 025 490,62	3 708 156,24	4 234 426,17	4 564 939,08	4 564 939,08	4 564 939,08
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	1 170 268,54	859 612,13	995 609,95	682 665,61	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	тыс. руб.	1 170 268,54	859 612,13	995 609,95	682 665,61	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Амортизация	тыс. руб.	70 396,13	9 022,70	95 169,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за подключение	тыс. руб.	65 992,61	23 478,83	3 545,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль направляемая на инвестиции	тыс. руб.	125 880,62	68 697,74	251 773,87	647 754,45	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Собственные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Иные собственные средства	тыс. руб.	878 788,93	750 179,83	555 310,87	1 639,34	0,00	0,00	0,00	0,00
Не определен	тыс. руб.	29 210,25	8 233,04	89 809,36	33 271,82	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Группа проектов</b>	<b>001.01.00.000</b>	<b>"Источники теплоснабжения"</b>							
Всего стоимость проектов	тыс. руб.	<b>1 021 682,42</b>	<b>767 435,57</b>	<b>740 290,16</b>	<b>34 911,16</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Всего стоимость проектов накопленным итогом	тыс. руб.	1 021 682,42	1 789 117,99	2 529 408,15	2 564 319,31	2 564 319,31	2 564 319,31	2 564 319,31	2 564 319,31
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	1 021 682,42	767 435,57	740 290,16	34 911,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	тыс. руб.	1 021 682,42	767 435,57	740 290,16	34 911,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Амортизация	тыс. руб.	70 396,13	9 022,70	95 169,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за подключение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль направляемая на инвестиции	тыс. руб.	43 287,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Иные собственные средства	тыс. руб.	878 788,93	750 179,83	555 310,87	1 639,34	0,00	0,00	0,00	0,00
Не определен	тыс. руб.	29 210,25	8 233,04	89 809,36	33 271,82	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Группа проектов</b>	<b>001.01.00.000</b>	<b>Источники теплоснабжения ООО «БГК»</b>							
Всего стоимость проектов	тыс. руб.	<b>992 267,99</b>	<b>746 204,26</b>	<b>585 729,26</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Всего стоимость проектов накопленным итогом	тыс. руб.	992 267,99	1 738 472,25	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52	2 324 201,52
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	992 267,99	746 204,26	585 729,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	тыс. руб.	992 267,99	746 204,26	585 729,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Амортизация	тыс. руб.	70 191,95	6 658,86	90 031,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за подключение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль направляемая на инвестиции	тыс. руб.	43 287,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Иные собственные средства	тыс. руб.	878 788,93	739 545,41	495 697,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Не определен	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Группа проектов</b>	<b>001.01.00.000</b>	<b>Источники теплоснабжения «БашПТС-Стерлитамак» филиал ООО «БашПТС»</b>							
Всего стоимость проектов	тыс. руб.	<b>29 414,43</b>	<b>21 231,30</b>	<b>154 560,89</b>	<b>34 911,16</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Всего стоимость проектов накопленным итогом	тыс. руб.	29 414,43	50 645,73	205 206,63	240 117,79	240 117,79	240 117,79	240 117,79	240 117,79
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	29 414,43	21 231,30	154 560,89	34 911,16	0,00	0,00	0,00	0,00

Стоимость проектов	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8
Собственные средства, в том числе:	тыс. руб.	29 414,43	21 231,30	154 560,89	34 911,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Амортизация	тыс. руб.	204,18	2 363,84	5 138,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за подключение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль направляемая на инвестиции	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Иные собственные средства	тыс. руб.	0,00	10 634,43	59 613,11	1 639,34	0,00	0,00	0,00	0,00
Не определен	тыс. руб.	29 210,25	8 233,04	89 809,36	33 271,82	0,00	0,00	0,00	0,00
Группа проектов	001.02.00.000	Тепловые сети и сооружения на них							
Всего стоимость проектов	тыс. руб.	148 586,12	92 176,56	255 319,79	647 754,45	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом	тыс. руб.	148 586,12	240 762,68	496 082,48	1 143 836,93	1 670 106,87	2 000 619,77	2 000 619,77	2 000 619,77
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	148 586,12	92 176,56	255 319,79	647 754,45	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	тыс. руб.	148 586,12	92 176,56	255 319,79	647 754,45	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Амортизация	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за подключение	тыс. руб.	65 992,61	23 478,83	3 545,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль направляемая на инвестиции	тыс. руб.	82 593,51	68 697,74	251 773,87	647 754,45	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Собственные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Иные собственные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Не определен	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Группа проектов	001.02.00.000	Тепловые сети и сооружения на них «БашПТС-Стерлитамак» филиал ООО «БашПТС»							
Всего стоимость проектов	тыс. руб.	148 586,12	92 176,56	255 319,79	647 754,45	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом	тыс. руб.	148 586,12	240 762,68	496 082,48	1 143 836,93	1 670 106,87	2 000 619,77	2 000 619,77	2 000 619,77
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	148 586,12	92 176,56	255 319,79	647 754,45	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	тыс. руб.	148 586,12	92 176,56	255 319,79	647 754,45	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Амортизация	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за подключение	тыс. руб.	65 992,61	23 478,83	3 545,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль направляемая на инвестиции	тыс. руб.	82 593,51	68 697,74	251 773,87	647 754,45	526 269,94	330 512,90	0,00	0,00
Собственные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Иные собственные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Не определен	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Группа проектов	001.02.00.000	Тепловые сети и сооружения на них АО «СРТС»							
Всего стоимость проектов	тыс. руб.	56 858,31	52 258,28	41 121,18	63 248,11	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом	тыс. руб.	56 858,31	109 116,59	150 237,77	213 485,88	213 485,88	213 485,88	213 485,88	213 485,88
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	56 858,31	52 258,28	41 121,18	63 248,11	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	тыс. руб.	56 858,31	52 258,28	41 121,18	63 248,11	0,00	0,00	0,00	0,00
Амортизация	тыс. руб.	5 080,00	34 657,78	0,00	10 882,93	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за подключение	тыс. руб.	18 608,31	10 671,87	41 121,18	15 931,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль направляемая на инвестиции	тыс. руб.	33 170,00	6 928,63	0,00	36 434,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Стоимость проектов	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8
Всего стоимость проектов накопленным итогом	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Амортизация	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за подключение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль направляемая на инвестиции	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Группа проектов</b>	<b>002.02.00.000</b>	<b>Тепловые сети и сооружения на них</b>							
Всего стоимость проектов	тыс. руб.	<b>651,49</b>	<b>1 007,99</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Всего стоимость проектов накопленным итогом	тыс. руб.	651,49	1 659,48	1 659,48	1 659,48	1 659,48	1 659,48	1 659,48	1 659,48
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	651,49	1 007,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	тыс. руб.	651,49	1 007,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Амортизация	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за подключение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль направляемая на инвестиции	тыс. руб.	651,49	1 007,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00