

Закрытое Акционерное Общество
«И В Э Н Е Р Г О С Е Р В И С»

153002, г. Иваново, ул. Шестернина, д. 3, Тел/факс: (4932) 37-22-02
ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951
ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100
e-mail: office@ivenser.com

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГОРОДА МЕДНОГОРСКА НА ПЕРИОД ДО 2039 г.



Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения:

**Глава 12. Обоснование инвестиций
в строительство, реконструкцию,
техническое перевооружение
и (или) модернизацию**

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МЕДНОГОРСК НА ПЕРИОД ДО 2039 г.

Обосновывающие материалы

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию

Генеральный директор
ЗАО «Ивэнергосервис»



Е. В. Барочкин
_____ 2022 г.

Медногорск, 2022 г.

Оглавление

Раздел 1. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов.....	5
1.1. Общая часть	5
1.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности..	5
1.3. Внутренние источники собственных средств	5
1.3.1. Чистая прибыль	5
1.3.2. Амортизационные отчисления.....	5
1.4. Внешние (привлеченные) источники денежных средств.....	13
1.4.1. Эмиссия обыкновенных акций	13
1.4.2. Кредитное финансирование	14
1.5. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов.....	16
1.6. Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности.....	19
1.6.2. Анализ чувствительности проекта.....	20
1.7. Расчеты экономической эффективности инвестиций	20
Раздел 2. ЕТО № 1. Обоснование инвестиций в строительство, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске.....	24
2.1. Перечень мероприятий, запланированных для реконструкции и модернизации объектов филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс»	24
2.2. Подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, замещающих Медногорскую ТЭЦ.....	29
2.3. Подгруппа проектов строительства источника тепловой энергии, замещающего котельную №1 в пос. Ракитянка	31
2.4. Подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	32
2.5. Подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	33
2.6. Подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	33
2.7. Подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия ЕТО № 1	33
2.8. Подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе, за счет ликвидации котельных	34

2.9. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	34
2.10. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	38
2.11. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов.....	39
2.12. Подгруппа проектов перевода потребителей с открытой системы ГВС на закрытую	39
2.13. Подгруппа проектов строительства новых насосных станций	39
2.14. Подгруппа проектов реконструкции насосных станций	39
2.15. Подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности в целях подключения новых потребителей (финансирование за счет источников ПАО «Т Плюс»).....	39
2.16. Подгруппа проектов реконструкции ЦТП (финансирование за счет средств КУИ г. Медногорска)	39
2.17. Суммарные затраты на реализацию мероприятий ЕТО № 1.....	41
2.18. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения ЕТО № 1.....	43

Раздел 1. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов

1.1. 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).

1.2. 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 неотрицательность на каждом шаге t 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).

1.3. 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.

1.3.1. 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.).

1.3.2. 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.

1.3.3. 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 неотрицательность 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:

- 1) обеспечение доступности тепловой энергии и теплоносителя для потребителей;
- 2) обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности), теплоносителя;
- 3) обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;
- 4) стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;
- 7) 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 ком-

мунальные услуги включает в себя плату за холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, 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 экономически 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:

1) 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.

2) 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.

3) 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.

4) 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:

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

2. 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 раздельного 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:

$$HBB_i = (P_{1,i} + P_{2,i} + H_i) / - \Delta HBB \quad (\text{тыс. руб})$$

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.; ΔHVB_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 HVB (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 HVB 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») HVB 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:

- 1) базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с пунктом 37 настоящих Методических указаний;
- 2) 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;
- 3) нормативный уровень прибыли, устанавливаемый органом регулирования на каждый расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 41 настоящих Методических указаний;
- 4) 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);
- 5) 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;
- 6) 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;
- 7) 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:

$$HBB^D = OP_i + HP_i + PЭ_i + \Pi_i + \Delta P_{\text{рез}i}, \text{ (тыс. руб.)},$$

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.; $PЭ_i$ – 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.; Π_i – прибыль, устанавливаемая органом регулирования на i -й год в соответствии с пунктом 41 настоящих Методических указаний, тыс. руб.; $\Delta P_{\text{рез}i}$ – 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.

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. HBB 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»):

- 1) базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый в соответствии с Методическими указаниями;
- 2) индекс эффективности операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями;
- 3) норматив чистого оборотного капитала, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями;
- 4) 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;
- 5) 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;
- 6) 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;

7) 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);

8) 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;

9) 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;

10) 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), HBB_i^D по формуле:

$$HBB_i^D = OP_i + HP_i + PЭ_i + BK_i + DK_i + \Delta P_{\text{рез}_i}, \text{ (тыс. руб.)},$$

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.;

$\Delta P_{\text{рез}_i}$ – 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:

- 1) базовый уровень расходов;
- 2) 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:

1) 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;

2) 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.

1.4. Внешние (привлеченные) источники денежных средств

1.4.1. 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 относится:

- предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большему 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.

1.4.2. 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 рис. 1.1.1.

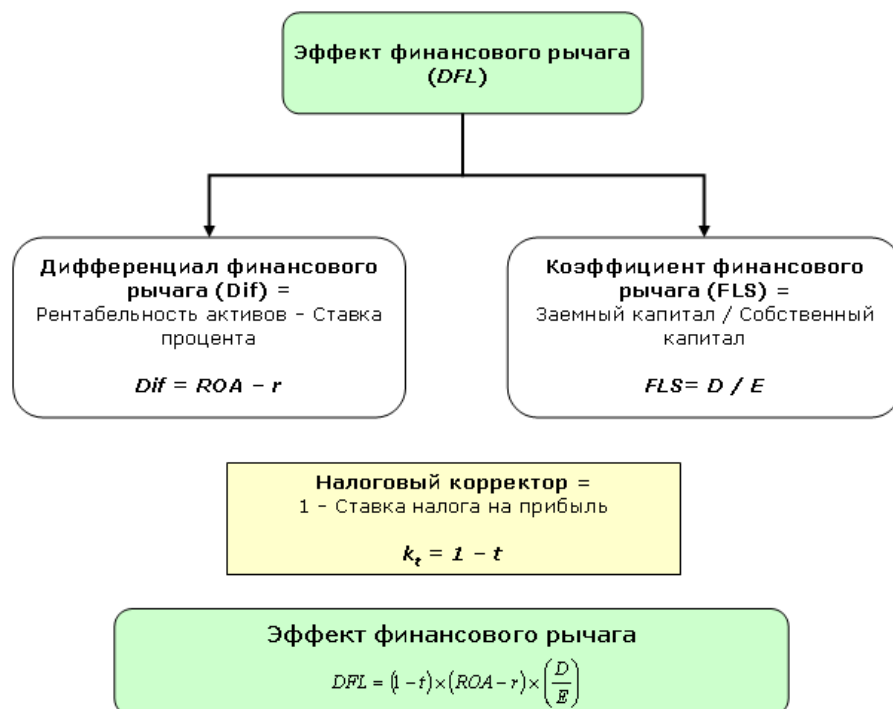


Рис. 1.1.1. Составляющие эффекта финансового рычага

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 слу-

чае 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.

1.5. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов

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

1.5.1. Основные принципы оценки эффективности

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

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренних 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 81-02-13-2021.

Для пятилетнего периода величины финансовых потребностей индексируются отдельно для каждого года периода в соответствии с данными табл. 1.5.1, затем суммируются.

Для формирования долгосрочных показателей используются:

- Сценарные условия прогноза социально-экономического развития на 2019-2024 годы (базовый вариант) в актуальной редакции;
- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 1.5.1.

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.

1.6. 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.

1.6.1. Дисконтирование денежных потоков

Дисконтирование — это приведение всех денежных потоков в будущем (потоков платежей) к единому моменту времени в настоящем. Дисконтирование является базой для расчетов стоимости денег с учетом фактора времени. Дисконтирование — это приведение будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени.

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 α_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. Коммерческая норма дисконта определяется по формуле:

$$E = r + i = 0,055 + 0,05 = 0,105$$

где E - ставка дисконтирования с учетом риска;

r - обычный коэффициент дисконтирования;

i - индекс инфляции.

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

В качестве основных показателей для расчета эффективности ИП используются:

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

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

- Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;

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

- Внутренняя норма доходности IRR;

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

- Индекс рентабельности инвестиций PI;
- Степень устойчивости проекта;
 $IRR - E$
- Срок окупаемости (статический) от начала операционной деятельности;

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

- Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

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

Величина денежных средств рассчитана в соответствии с установленными сроками внесения налоговых платежей

Виды налогов, уровень их ставок принимаются в соответствии с действующим на момент разработки проекта законодательством Российской Федерации.

1.6.2. 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 + - 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.

1.7. Расчеты экономической эффективности инвестиций

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 теплоснабжения 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 период 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 так же 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. Актуализированная 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*.»

Раздел 2. ЕТО № 1. Обоснование инвестиций в строительство, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске.

2.1. Перечень мероприятий, запланированных для реконструкции и модернизации объектов филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс»

Мероприятия на источниках теплоснабжения, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности предполагается финансировать за счет следующих источников:

- амортизация;
- прибыль;
- прочие собственные средства.

Мероприятия на тепловых сетях, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске предполагается финансировать за счет следующих источников:

- амортизация;
- прибыль;
- прочие собственные средства;
- бюджетные средства КУИ г. Медногорск.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" (п. 16): "Предложения по инвестированию средств в существующие объекты или инвестиции, предполагаемые для осуществления определенными организациями, указываются в схеме теплоснабжения только при наличии согласия лиц, владеющих данными объектами на праве собственности или ином законном основании, или соответствующих организаций на реализацию инвестиционных проектов».

Объем инвестиций в прогнозируемых ценах с НДС, запланированных для реконструкции и модернизации объектов ЕТО № 1 Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске приведен в табл. 2.1.1. и 2.1.2.

Таблица 2.1.1

Стоимость проектов		Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
ЕТО №1 Филиал "Оренбургский" ПАО "Т Плюс"										
Всего стоимость проектов		тыс. руб.	43 830,35	53 098,57	440 272,80	0,00	0,00	41 827,56	45 901,88	69 813,48
Всего стоимость проектов накопленным итогом		тыс. руб.	43 830,35	96 928,91	537 201,71	537 201,71	537 201,71	579 029,27	624 931,15	694 744,63
Группа проектов	001-01.00.000.000.	"Источники теплоснабжения"								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	468,60	10 188,00	406 033,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	468,60	10 656,60	416 689,80	416 689,80	416 689,80	416 689,80	416 689,80	416 689,80
Подгруппа проектов	001-01.01.000.000.	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	468,60	10 188,00	406 033,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	468,60	10 656,60	416 689,80	416 689,80	416 689,80	416 689,80	416 689,80	416 689,80
Подгруппа проектов	001-01.01.001.001	Строительство БМК (ул. Больничная, 1)								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	0,00	0,00	28 309,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	0,00	0,00	28 309,20	28 309,20	28 309,20	28 309,20	28 309,20	28 309,20
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	001-01.01.002.002	Реконструкция схемы теплоснабжения г. Медногорска по переводу нагрузки с МТЭЦ на БМК								
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	468,60	10 188,00	377 724,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	468,60	10 656,60	388 380,60	388 380,60	388 380,60	388 380,60	388 380,60	388 380,60
Подгруппа проектов	001-01.02.000.000.	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	001-01.03.000.000.	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	001-01.04.000.000.	Модернизация 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
Группа проектов	001-02.00.000.000.	Тепловые сети и сооружения на них								
Всего стоимость проектов		тыс. руб.	43 361,75	42 910,57	34 239,60	0,00	0,00	41 827,56	45 901,88	69 813,48
Всего смета проектов нарастающим итогом		тыс. руб.	43 361,75	86 272,31	120 511,91	120 511,91	120 511,91	162 339,47	208 241,35	278 054,83
Подгруппа проектов	001-02.01.000.000.	Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной 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

Стоимость проектов			Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
Подгруппа проектов	001-02.02.000.000.	Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных									
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	001-02.03.000.000.	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с истечением эксплуатационного ресурса									
Всего стоимость группы проектов			тыс. руб.	43 361,75	42 910,57	34 239,60	0,00	0,00	41 827,56	45 901,88	69 813,48
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			тыс. руб.	43 361,75	86 272,31	120 511,91	120 511,91	120 511,91	162 339,47	208 241,35	278 054,83
Подгруппа проектов	001-02.03.001.001	Медногорская ТЭЦ. Реконструкция квартальных тепловых сетей г. Медногорска									
Всего стоимость группы проектов			тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41 827,56	45 901,88	69 813,48
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41 827,56	87 729,44	157 542,92
Подгруппа проектов	001-02.03.002.002	Медногорская ТЭЦ. Реконструкция теплотрассы М-2-участок от СК-4 до Гайдара 14а, протяженность участка 200м, диаметр трубопровода 426мм (ПИР и СМР) Медногорск (М-2)									
Всего стоимость группы проектов			тыс. руб.	442,23	0,00	34 239,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			тыс. руб.	442,23	442,23	34 681,83	34 681,83	34 681,83	34 681,83	34 681,83	34 681,83
Подгруппа проектов	001-02.03.003.003	Медногорская ТЭЦ. Реконструкция теплотрассы М-2 от СК-9 до СК-11, протяжённость участка 220 м, диаметр трубопровода 325 мм, г.Медногорск									
Всего стоимость группы проектов			тыс. руб.	0,00	13 603,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			тыс. руб.	0,00	13 603,47	13 603,47	13 603,47	13 603,47	13 603,47	13 603,47	13 603,47
Подгруппа проектов	001-02.03.004.004	Медногорская ТЭЦ. Реконструкция системы теплоснабжения потребителей МТЭЦ по ул. Комсомольская (стр-во ЦТП, т/т, линии ГВС)									
Всего стоимость группы проектов			тыс. руб.	42 919,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			тыс. руб.	42 919,51	42 919,51	42 919,51	42 919,51	42 919,51	42 919,51	42 919,51	42 919,51
Подгруппа проектов	001-02.03.005.005	Медногорская ТЭЦ. Реконструкция системы ГВС от ЦТП №7									
Всего стоимость группы проектов			тыс. руб.	0,00	29 307,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом			тыс. руб.	0,00	29 307,09	29 307,09	29 307,09	29 307,09	29 307,09	29 307,09	29 307,09
Подгруппа проектов	001-02.04.000.000.	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	001-02.05.000.000.	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	001-02.06.000.000.	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

Стоимость проектов		Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
Подгруппа проектов	001-02.07.000.000.	Реконструкция 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	001-02.08.000.000.	Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.								
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	001-02.09.000.000.	Реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения								
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

Таблица 2.1.2

Стоимость проектов		Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
Проекты КУИ г. Медногорска										
Всего стоимость проектов		тыс. руб	2 276,40	3 499,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом		тыс. руб	2 276,40	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60
Группа проектов 001-01.00.000.000. "Источники теплоснабжения"										
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 001-01.01.000.000. 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 001-01.02.000.000. Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки										
Всего стоимость проектов		тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом		тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов 001-01.03.000.000. Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки										
Всего стоимость проектов, в том числе		тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом		тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов 001-01.04.000.000. Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки										
Всего стоимость проектов		тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом		тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Стоимость проектов	Ед. изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
Группа проектов 001-02.00.000.000. Тепловые сети и сооружения на них									
Всего стоимость проектов	тыс. руб	2 276,40	3 499,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом	тыс. руб	2 276,40	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60
Подгруппа проектов 001-02.01.000.000. Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки									
В ценовых зонах теплоснабжения не учитываются									
Подгруппа проектов 001-02.02.000.000. Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных									
Всего стоимость проектов	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов 001-02.03.000.000. Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса									
Всего стоимость проектов	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов 001-02.04.000.000. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки									
Всего стоимость проектов	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов 001-02.05.000.000. Реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов									
Всего стоимость проектов	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов 001-02.06.000.000. Строительство новых насосных станций									
Всего стоимость проектов	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов 001-02.07.000.000. Реконструкция насосных станций									
Всего стоимость проектов	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов 001-02.08.000.000. Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.									
Всего стоимость проектов	тыс. руб	2 276,40	3 499,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего смета проектов нарастающим итогом	тыс. руб	2 276,40	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60
Подгруппа проектов 001-02.08.001.001 ЦТП №7. Реконструкция ЦТП №7									
Всего стоимость группы проектов	тыс. руб	2 276,40	3 499,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	тыс. руб	2 276,40	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60

2.2. Подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, замещающих Медногорскую ТЭЦ

Оценка финансовых потребностей для строительства новых источников тепловой энергии

В составе целевого сценария развития выполняется ликвидация МТЭЦ с 01.01.2024 и строительство замещающих БМК до 2023 года в центре нагрузок.

Мероприятия, осуществляемые при выводе из эксплуатации Медногорской ТЭЦ:

- по зоне ул. Комсомольская – строительство блочной автоматизированной котельной «Комсомольская» установленной мощностью 36 МВт (31 Гкал/ч);
- по зоне ул. Сортировочная - строительство блочной автоматизированной котельной «Сортировочная» установленной мощностью 12 МВт (10,3 Гкал/ч);
- по зоне ул. Солнечная – строительство блочной автоматизированной котельной «Солнечная» установленной мощностью 18 МВт (15,5 Гкал/ч).»;

Мероприятия по выводу из эксплуатации Медногорской ТЭЦ Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске приведены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

№ п/п	Наименование мероприятия	Причина реализации	Период реализации		Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации
			начало	окончание	
1	Новая БМК-1 «Комсомольская»	Реализация целевого сценария развития	2021	2023	71 469,52
2	Новая БМК-2 "Солнечная"	Реализация целевого сценария развития	2021	2023	107 551,23
3	Новая БМК-3 "Центральная"	Реализация целевого сценария развития	2021	2023	209 369,85
ИТОГО					388 380,6

Целевой сценарий развития предполагает так же:

1. Строительство 7 индивидуальных КНР для 9 потребителей, не попадающих в зону теплоснабжения новых источников - 3,4258 Гкал/ч

2. Вывод из эксплуатации тепловых сетей крупного диаметра. Всего 6,7 км (в двухтрубном исчислении).

Обобщенная стоимость мероприятий по выводу из эксплуатации Медногорской ТЭЦ с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	19,53	424,50	15 738,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16 182,70
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	23,43	509,40	18 886,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19 419,03
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	339,74	7 386,30	273 849,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	281 575,94
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	382,69	8 320,20	308 474,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	317 177,67
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	7,81	169,80	6 295,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 473,19
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	390,50	8 490,01	314 770,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	323 650,85
НДС	тыс. руб.	78,10	1 698,00	62 954,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64 730,28

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.	ИТОГО
Всего смета проекта	тыс. руб.	468,60	10 188,00	377 724,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	388 380,60

Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах приведена в табл. 2.2.3.

Таблица 2.2.1

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	468,60	10 188,00	377 724,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	468,60	10 656,60	388 380,60	388 380,60	388 380,60	388 380,60	388 380,60	388 380,60

Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности для строительства новых источников тепловой энергии

Мероприятия предполагается финансировать за счет амортизации ОС, прибыли.
Данные о возможном привлечении заемных средств не предоставлены.

Расчет экономической эффективности инвестиций

Общий расчет эффективности инвестиций для ЕТО № 1 приведен в Главе 5 «Мастер-План».

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства новых источников тепловой энергии

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Расчеты ценовых последствий приведены в Главе 14.

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности, возникновению аварийных ситуаций.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

Реализация проекта позволит:

- снизить потребление энергоресурсов;
- снизить тепловые потери за счёт сокращения протяженности тепловых сетей, частичной замены теплотрасс на новые трубопроводы в современной изоляции, вывода из эксплуатации тепловых сетей крупного диаметра, за счет снижения температурного графика тепловой сети;
- привести температуры обратной сетевой воды к графическим значениям с исключением перегрева;
- повысить надежность, увеличить качество теплоснабжения и качество горячего водоснабжения у потребителя;
- снизить количество перерасчетов за некачественное горячее водоснабжение;
- снизить себестоимость тепловой энергии;
- увеличить экономическую и техническую эффективность производства;

- снизить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Улучшить экологическую обстановку за счет снижения расхода топлива на источнике теплоснабжения и применения горелочных устройств нового поколения.

- обновить активы городского имущества.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

2.3. Подгруппа проектов строительства источника тепловой энергии, замещающего котельную №1 в пос. Ракитянка

Оценка финансовых потребностей для строительства новых источников тепловой энергии

Котельная № 1 в пос. Ракитянка характеризуется физическим износом основного оборудования, зданий и сооружений, повышенными эксплуатационными и ремонтными затратами, высоким процентом топливной составляющей в себестоимости тепловой энергии, негативным воздействием на окружающую среду из-за устаревших технологий химводоочистки, отсутствием автоматизации.

Мероприятия, осуществляемые при выводе из эксплуатации котельной № 1 в пос. Ракитянка:

– строительство блочной автоматизированной котельной установленной мощностью 2,5 Гкал/ч.

Мероприятия по строительству блочной автоматизированной котельной приведены в табл. 2.3.1.

Таблица 2.3.1

№ п/п	Наименование мероприятия	Причина реализации	Период реализации		Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации
			начало	окончание	
1	Новая БМК «Больничная»	Реализация целевого сценария развития	2021	2022	28 309,20
ИТОГО					28 309,20

Обобщенная стоимость мероприятий по установке новой котельной с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.3.2.

Таблица 2.3.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб	0,00	0,00	1 179,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 179,58
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб	0,00	0,00	1 415,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 415,48
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб	0,00	0,00	20 524,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20 524,51
Всего капитальные затраты	тыс. руб	0,00	0,00	23 119,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23 119,58
Непредвиденные расходы	тыс. руб	0,00	0,00	471,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	471,84
ИТОГО без НДС	тыс. руб	0,00	0,00	23 591,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23 591,00
НДС	тыс. руб	0,00	0,00	4 718,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 718,20
Всего смета проекта	тыс. руб	0,00	0,00	28 309,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28 309,20

Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах приведена в табл. 2.3.3.

Таблица 2.3.3

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	0,00	0,00	28 309,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	28 309,20	28 309,20	28 309,20	28 309,20	28 309,20	28 309,20

Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности для строительства новых источников тепловой энергии

Мероприятия предполагается финансировать за счет амортизации ОС, прибыли.
Данные о возможном привлечении заемных средств не предоставлены.

Расчет экономической эффективности инвестиций

Общий расчет эффективности инвестиций для ЕТО № 1 приведен в Главе 5 «Мастер-План».

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для строительства новых источников тепловой энергии

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Расчеты ценовых последствий приведены в Главе 14.

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности, возникновению аварийных ситуаций.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

Реализация проекта позволит:

- Снизить потребление энергоресурсов.
- Повысить надежность.
- Увеличение ресурса оборудования.
- Снизить себестоимость тепловой энергии.
- Увеличить экономическую и техническую эффективность производства.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

2.4. Подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.5. Подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.6. Подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены

2.7. Подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия ЕТО № 1

Оценка финансовых потребностей строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки

В соответствии с Генеральным планом г. Медногорск определены перспективные площадки строительства, для которых необходимо выполнить техническое подключение к источникам теплоснабжения.

Стоимость строительства рассчитана на основании НЦС 81-02-13-2021, сборник N 13.

Использованы следующие коэффициенты:

- Коэффициенты перехода от цен базового района (Московская область) к уровню цен субъектов Российской Федерации;
- Коэффициенты, учитывающие изменение стоимости строительства на территориях субъектов Российской Федерации, связанные с климатическими условиями;
- Коэффициенты, учитывающие изменение стоимости строительства при строительстве объектов в стесненных условиях застроенной части городов.

Если параметр объекта отличается от указанного в таблицах НЦС, показатель НЦС рассчитывается путем интерполяции.

Перечень трубопроводов для осуществления технического подключения к источникам, находящимся в эксплуатационной ответственности филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» приведен в табл. 2.7.1.

Таблица 2.7.1

№ п/п	Перспективный потреби- тель	Протяжен- ность участка в 2-х тр. исп., м	Год стр- ва	Условный диа- метр, мм	Вид про- кладки	Т-изо- ляция	Затраты с НДС, тыс.руб.
1	Строительство детского сада-яслей на 220 мест в г. Медногорске, ул. Советская, д. 4а	20(Отопление)	2024	70(Отопление)	Подземная бес- канальная	ппу	260,00
		40(ГВС)		50(ГВС)	Подземная бес- канальная	ппу	
2	Строительство плавательного бассейна в г. Медногорске, ул. Комсомольская, 11а	50	2024	70	Подземная бес- канальная	ппу	380,00
3	Строительство многоквартирного жилого дома в г. Медногорске, ул. М. Горького, земельный участок с кадастровым номером 56:41:0103046:29	20(Отопление)	2021	50(Отопление)	Подземная бес- канальная	ппу	220,00
		40(ГВС)		50(ГВС)	Подземная бес- канальная	ппу	
Итого							860,00

Обобщенная стоимость мероприятий по реконструкции и модернизации существующих объектов системы централизованного теплоснабжения с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.7.2.

Таблица 2.7.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	9,17	0,00	0,00	26,67	0,00	0,00	0,00	0,00	35,83
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	11,00	0,00	0,00	32,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,00
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	159,50	0,00	0,00	464,00	0,00	0,00	0,00	0,00	623,50
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	179,67	0,00	0,00	522,67	0,00	0,00	0,00	0,00	702,33
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	3,67	0,00	0,00	10,67	0,00	0,00	0,00	0,00	14,33
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	183,33	0,00	0,00	533,33	0,00	0,00	0,00	0,00	716,67
НДС	тыс. руб.	36,67	0,00	0,00	106,67	0,00	0,00	0,00	0,00	143,33
Всего смета проекта	тыс. руб.	220,00	0,00	0,00	640,00	0,00	0,00	0,00	0,00	860,00

Стоимость мероприятий приведена в табл. 2.7.3.

Таблица 2.7.3

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	220,00	0,00	0,00	640,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	220,00	220,00	220,00	860,00	860,00	860,00	860,00	860,00

2.8. Подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе, за счет ликвидации котельных

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.9. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Оценка финансовых потребностей для реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Схемой теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия по реконструкции трубопроводов для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса :

- Реконструкция квартальных тепловых сетей и оборудования ЦТП г. Медногорска;
- Реконструкция теплотрассы М-2-участок от СК-4 до Гайдара 14а, протяженность участка 200м, диаметр трубопровода 426мм (ПИР и СМР) Медногорск (М-2);
- Реконструкция теплотрассы М-2 от СК-9 до СК-11, протяжённость участка 220 м, диаметр трубопровода 325 мм, г. Медногорск;

- Реконструкция системы теплоснабжения потребителей МТЭЦ по ул. Комсомольская (стр-во ЦТП, т/т, линии ГВС);
 - Реконструкция системы ГВС от ЦТП №7;
- Обобщенные сведения о финансовых потребностях для реализации мероприятий приведены в табл. 2.9.1.

Таблица 2.9.1

Наименования мероприятий	Стоимость, тыс. руб. (В прогнозных ценах, с НДС)																		
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ТП КТС и оборудования ЦТП г. Медногорска						7 878	8 114	8 358	8 609	8 867	9 133	9 407	8 262	6 216	12 884	16 855	16 530	18 138	18 290
Реконструкция теплотрассы М-2-участок от СК-4 до Гайдара 14а, протяженность участка 200м, диаметр трубопровода 426мм (ПИР и СМР) Медногорск (М-2)	442		34 240																
Реконструкция системы теплоснабжения потребителей МТЭЦ по ул. Комсомольская (стр-во ЦТП, т/т, линии ГВС)	42 920																		
Реконструкция теплотрассы М-2 от СК-9 до СК-11, протяжённость участка 220 м, диаметр трубопровода 325 мм, г.Медногорск		13 603																	
Реконструкция системы ГВС от ЦТП №7		29 308																	
Затраты всего:	43 362	42 911	34 240			7 878	8 114	8 358	8 609	8 867	9 133	9 407	8 262	6 216	12 884	16 855	16 530	18 138	18 290

Обобщенная стоимость мероприятий по реконструкции и модернизации существующих объектов системы централизованного теплоснабжения с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.9.2.

Таблица 2.9.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 806,76	1 787,96	1 426,67	0,00	0,00	1 742,83	1 912,60	2 908,93	11 585,74
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	2 168,09	2 145,53	1 711,98	0,00	0,00	2 091,38	2 295,09	3 490,67	13 902,74
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	31 437,27	31 110,16	24 823,71	0,00	0,00	30 324,98	33 278,86	50 614,77	201 589,75
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	35 412,11	35 043,65	27 962,36	0,00	0,00	34 159,19	37 486,55	57 014,37	227 078,24
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	722,72	715,20	570,68	0,00	0,00	697,14	765,05	1 163,59	4 634,37
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	36 134,83	35 758,84	28 533,03	0,00	0,00	34 856,34	38 251,60	58 177,96	231 712,61
НДС	тыс. руб.	7 226,98	7 151,78	5 706,62	0,00	0,00	6 971,28	7 650,33	11 635,61	46 342,60
Всего смета проекта	тыс. руб.	43 361,75	42 910,57	34 239,60	0,00	0,00	41 827,56	45 901,88	69 813,48	278 054,83

Стоимость мероприятий приведена в табл. 2.9.3.

Таблица 2.9.3

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	43 361,75	42 910,57	34 239,60	0,00	0,00	41 827,56	45 901,88	69 813,48
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	43 361,75	86 272,31	120 511,91	120 511,91	120 511,91	162 339,47	208 241,35	278 054,83

Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности для реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Мероприятия предполагается финансировать за счет амортизации ОС, прибыли.
Данные о возможном привлечении заемных средств не предоставлены.

Расчет экономической эффективности инвестиций

Общий расчет эффективности инвестиций для ЕТО № 1 приведен в Главе 5 «Мастер-План».

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Расчеты ценовых последствий приведены в Главе 14.

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности, возникновению аварийных ситуаций.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

Реализация проекта позволит:

- снизить потребление энергоресурсов;
- снизить тепловые потери;
- повысить надежность, увеличить качество теплоснабжения и качество горячего водоснабжения у потребителя;
- снизить количество перерасчетов за некачественное горячее водоснабжение;
- снизить себестоимость тепловой энергии;
- увеличить экономическую и техническую эффективность производства;
- обновить активы городского имущества.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

2.10. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.11. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.12. Подгруппа проектов перевода потребителей с открытой системы ГВС на закрытую

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены

2.13. Подгруппа проектов строительства новых насосных станций

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.14. Подгруппа проектов реконструкции насосных станций

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены

2.15. Подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности в целях подключения новых потребителей (финансирование за счет источников ПАО «Т Плюс»)

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены

2.16. Подгруппа проектов реконструкции ЦТП (финансирование за счет средств КУИ г. Медногорска)

Оценка финансовых потребностей для строительства и реконструкции ЦТП

Схемой теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия по реконструкции ЦТП:

- Реконструкция ЦТП №7

Обобщенные сведения о финансовых потребностях для реализации мероприятий приведены в табл. 2.9.1.

Таблица 2.16.1

Мероприятия	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.	ИТОГО
Реконструкция ЦТП №7	тыс. руб.	2 276,40	3 499,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5 775,60

Обобщенная стоимость мероприятий по реконструкции и модернизации существующих объектов системы централизованного теплоснабжения с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.9.2.

Таблица 2.16.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	94,85	145,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	240,65

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.	ИТОГО
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	113,82	174,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	288,78
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	1 650,39	2 536,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 187,31
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	1 859,06	2 857,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 716,74
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	37,94	58,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96,26
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	1 897,00	2 916,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 813,01
НДС	тыс. руб.	379,40	583,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	962,60
Всего смета проекта	тыс. руб.	2 276,40	3 499,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5 775,60

Стоимость мероприятий приведена в табл. 2.9.3.

Таблица 2.16.3

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2034 гг.	2035-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	2 276,40	3 499,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	2 276,40	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60	5 775,60

Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности для строительства и реконструкции ЦТП

Мероприятия предполагается финансировать за счет средств КУИ г. Медногорска. Данные о возможном привлечении заемных средств не предоставлены.

Расчет экономической эффективности инвестиций

Общий расчет эффективности инвестиций для ЕТО № 1 приведен в Главе 5 «Мастер-План».

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства и реконструкции ЦТП

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Расчеты ценовых последствий приведены в Главе 14.

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности, возникновению аварийных ситуаций.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

Реализация проекта позволит:

- снизить потребление энергоресурсов;
- повысить надежность, увеличить качество теплоснабжения и качество горячего водоснабжения у потребителя;
- снизить себестоимость тепловой энергии;
- увеличить экономическую и техническую эффективность производства;
- обновить активы городского имущества.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

2.17. Суммарные затраты на реализацию мероприятий ЕТО № 1

Обобщенный перечень затрат на реконструкцию объектов, находящихся в зоне действия ЕТО № 1 приведен в табл. 2.17.1.

Таблица 2.17.1

Наименования мероприятий	Стоимость, тыс. руб. (В прогнозных ценах, с НДС)																		
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ТП КТС и оборудования ЦТП г. Медногорска						7 878	8 114	8 358	8 609	8 867	9 133	9 407	8 262	6 216	12 884	16 855	16 530	18 138	18 290
Реконструкция теплотрассы М-2-участок от СК-4 до Гайдара 14а, протяженность участка 200м, диаметр трубопровода 426мм (ПИР и СМР) Медногорск (М-2)	442		34 240																
Реконструкция теплотрассы М-2 от СК-9 до СК-11, протяжённость участка 220 м, диаметр трубопровода 325 мм, г.Медногорск		13 603																	
Реконструкция системы ГВС от ЦТП №7		29 308																	
Реконструкция ЦТП №7	2 276	3 499																	
Реконструкция системы теплоснабжения потребителей МТЭЦ по ул. Комсомольская (стр-во ЦТП, т/т, линии ГВС)	42 920																		
Строительство БМК (ул. Больничная, 1)			28 309																
Реконструкция схемы теплоснабжения г. Медногорска по переводу нагрузки с МТЭЦ на БМК	469	10 188	377 724																
Затраты всего:	46 107	56 598	440 273			7 878	8 114	8 358	8 609	8 867	9 133	9 407	8 262	6 216	12 884	16 855	16 530	18 138	18 290

2.18. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения ЕТО № 1

Согласно Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения [4], тарифно-балансовые модели должны разрабатываться для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения. Муниципальное образование «город Медногорск» отнесено к ценовой зоне теплоснабжения распоряжением Правительства РФ от 22 октября 2020 г. № 2727-р, соответственно тарифно-балансовые модели не разрабатываются.